

**Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto**



**Produção Fotovoltaica: Legislação, tarifas,  
tecnologia necessária e viabilidade económica  
para a produção numa perspetiva de chave na  
mão.**

José Alberto Máximo Monteiro

VERSÃO FINAL

Dissertação realizado no âmbito do  
Mestrado Integrado em Engenharia Electrotécnica e de Computadores  
Major Energia.

Orientador: Prof. Dr. José Rui da Rocha Pinto Ferreira  
Co-orientador: Eng. Henrique Gilberto de Araújo Sá

Abril de 2014

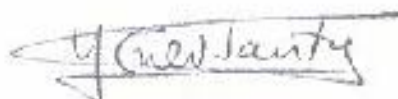
© José Alberto Máximo Monteiro, 2014

A Dissertação intitulada

**"Produção Fotovoltaica: Legislação, tarifas, tecnologia necessária e viabilidade  
económica para a produção numa perspectiva de chave na mão"**

foi aprovada em provas realizadas em 16-04-2014

o júri



Presidente **Professor Doutor José Eduardo Roque Neves dos Santos**  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores  
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

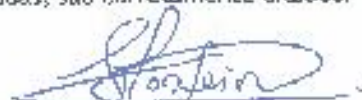


**Professora Doutora Fernanda de Oliveira Resende**  
Professora Auxiliar da Universidade Lusófona



**Professor Doutor José Rui da Rocha Pinto Ferreira**  
Professor Auxiliar do Departamento de Engenharia Eletrotécnica e de Computadores  
da Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto

O autor declara que a presente dissertação (ou relatório de projeto) é da sua exclusiva autoria e foi escrita sem qualquer apoio externo não explicitamente autorizado. Os resultados, ideias, parágrafos, ou outros extratos tomados de ou inspirados em trabalhos de outros autores, e demais referências bibliográficas usadas, são corretamente citados.



**Autor José Alberto Máximo Monteiro**

Faculdade de Engenharia da Universidade do Porto



## Resumo

Numa conjuntura atual, temas como a escassez ao investimento financeiro, o esgotamento de combustíveis fósseis, o papel das renováveis na sustentabilidade energética e o aumento do custo da energia elétrica é importante conhecer o papel e o futuro do setor empresarial fotovoltaico em Portugal.

Na presente dissertação é feita uma análise e descrição de temas como a energia solar e os seus recursos em Portugal, um levantamento e estudo da tecnologia, legislação e regimes praticados pela produção fotovoltaica.

Uma análise económica sobre a continuidade e viabilidade das soluções fotovoltaicas com base em casos reais.

Uma perspetiva de futuro do setor no que respeita às intenções políticas a ele reservadas, como também caminhos a adotar para novos rumos e mentalidades a se seguir, que salvaguardem o setor e o produtor



# **Abstract**

In an actual conjecture, themes like the low financial investment, the fuel fossil exhaustion, the paper of renewable energies in the sustainable energy and the increase of the electric energy price, it is important to know the important role, and the future of the photovoltaic business sector in Portugal.

In the present dissertation, it is done an analysis e description of themes like solar energy and its resources in Portugal, a study of technology, legislation and regimes practiced by the photovoltaic production.

An economic analysis about the viability and continuity of photovoltaic solutions based on real cases.

A future perspective of the sector with regard to the political intentions and also ways to adopt to new rums and mentalities to follow, that safeguard the sector and the producer.





## Agradecimentos

Quero aqui deixar os meus agradecimentos a todos os que contribuíram para a possibilidade de concretizar este trabalho.

Ao meu orientador, o Professor Doutor José Rui da Rocha Pinto Ferreira, pela disponibilidade, acompanhamento e apoio prestado na elaboração desta dissertação.

À Matelfe - Instalações Eléctricas, S.A., que desde logo se demonstrou disponível e aberta em apoiar o trabalho, permitindo um contato direto com o terreno e um acesso gratificante a formações, conferências e reuniões, que reuniam as entidades particulares, empresariais e públicas do setor. Também agradecer toda a simpatia e ambiente familiar que me proporcionou ao longo da minha estadia nas suas instalações.

Um especial agradecimento a todos os que proporcionaram o meu desenvolvimento pessoal e profissional, nomeadamente ao Engenheiro Henrique Sá, ao Engenheiro Jorge Rei, ao Engenheiro Daniel Azevedo, à Doutora Carla Ribeiro e à Dona Cristina Teixeira, a todos os meu muito obrigado por todo o tempo e atenção a mim disponibilizado.

Finalmente, à minha esposa e aos meus pais que sempre me incentivaram e apoiaram no meu percurso académico.



*“ Tu estas longe, mas os teus raios encontram-se sobre a terra”*

Faraó Amenófis IV em oração a Aton, Deus do Sol



# Índice

<b>Resumo .....</b>	<b>v</b>
<b>Abstract .....</b>	<b>viii</b>
<b>Agradecimentos .....</b>	<b>ixx</b>
<b>Índice .....</b>	<b>xiii</b>
<b>Lista de figuras .....</b>	<b>xvii</b>
<b>Lista de tabelas .....</b>	<b>xixx</b>
<b>Abreviaturas e Símbolos .....</b>	<b>xxii</b>
<b>Capítulo 1 .....</b>	<b>1</b>
Introdução .....	1
1.1 - Objetivos do trabalho .....	2
1.2 - Estrutura do trabalho .....	2
<b>Capítulo 2 .....</b>	<b>3</b>
Energia Solar .....	3
2.1 - Enquadramento .....	3
2.2 - Radiação Solar .....	4
2.3 - Tipos de radiação solar .....	5
2.4 - Movimento Terra - Sol .....	7
2.5 - Recursos da energia solar em Portugal .....	9
2.6 - Ângulo ótimo .....	11
<b>Capítulo 3 .....</b>	<b>13</b>
Tecnologia fotovoltaica .....	13
3.1-Sistemas solares fotovoltaicos .....	13
3.2 - Módulo fotovoltaico .....	16
3.2.1. - Célula fotovoltaica .....	18
3.2.2. - Curva característica .....	19
3.2.3. - Sombreamento - desvio do MPP .....	20
3.2.4. - Hora de pico solar .....	21
3.2.5. - Aspetos na aquisição de um módulo .....	22
3.3 - Inversor DC/AC .....	22
3.3.1 - Inversores comutados pela rede .....	23

3.3.2 - Inversores autocomutados.....	24
3.3.3 - Inversores com transformador .....	24
3.3.4 - Inversores sem transformador .....	24
3.3.5 - Configurações dos inversores - esquemas .....	25
3.3.6 - Condição de ilha .....	27
3.3.7 - Aquisição do inversor.....	29
3.4 - Cablagem.....	31
3.5 - Proteções.....	32
3.5.1 - Ligação à terra e equipotencialização .....	32
3.5.2 - Proteção contra descargas atmosféricas.....	33
3.6 - Contagem.....	34
3.7 - Banco de condensadores.....	34
3.8 - Transformador elevador .....	35
3.8.1 - Quadro geral de baixa tensão.....	38
3.8.2 - Transformador.....	40
3.8.3 - Cella Disjuntor .....	41
3.8.4 - Relé de proteção de interligação .....	42
3.8.5 - Cella de contagem - transformadores de medição .....	42
3.8.6 - Cella de seccionamento e corte.....	43
3.8.7 - Quadro de contagem .....	44
3.8.8 - Comutador de regime especial .....	45
3.9 - Outros equipamentos.....	45
<b>Capítulo 4 .....</b>	<b>46</b>
Legislação e normas aplicáveis .....	46
4.1 - Evolução histórica da legislação em Portugal.....	46
4.2 - Atual legislação .....	48
4.3 - Normas, regulamentos e guias.....	49
<b>Capítulo 5 .....</b>	<b>52</b>
Regimes de produção fotovoltaica .....	52
5.1- Microprodução.....	52
5.1.1 - Conceito .....	52
5.1.2 - Acesso à atividade.....	52
5.1.3 - Entidades instaladoras.....	53
5.1.4 - Remuneração e faturação.....	53
5.1.5 - Registo e ligação à rede.....	55
5.2 - Miniprodução .....	56
5.2.1 - Conceito .....	56
5.2.2 - Acesso à atividade.....	56
5.2.3 - Entidades instaladoras.....	57
5.2.4 - Remuneração e faturação.....	57
5.2.5 - Registo e ligação à rede.....	59
5.3 - Grande produção - centrais solares.....	60
5.3.1 - Licenciamento das instalações.....	63
5.3.2 - Ligação à rede .....	63
5.3.3 - Elementos de projeto.....	63
5.3.4 - Condições específicas para o ato de ligação.....	64
<b>Capítulo 6 .....</b>	<b>65</b>
Glintt - Um caso real em Évora .....	65
6.1 - Enquadramento .....	65
6.2 - Concentração Solar .....	66
6.3 - Produção e tarifa. ....	68
6.4 - Manutenção. ....	69

<b>Capítulo 7 .....</b>	<b>70</b>
Viabilidade económica .....	70
7.1 - Glinntt .....	70
7.2 - Microprodução .....	74
7.3 - Miniprodução .....	85
7.3.1 - Valores para 20kW, 60KW, 100kW e 250kW. ....	90
<b>Capítulo 8 .....</b>	<b>92</b>
Perspetivas para o futuro .....	92
8.1 - A indústria fotovoltaica em Portugal .....	92
8.1.1 - Tarifas.....	93
8.2 - Autoconsumo sem acumulação .....	96
<b>Capítulo 9 .....</b>	<b>99</b>
Conclusão .....	99
<b>Referências .....</b>	<b>100</b>
<b>Anexo A - Soluções de ligação da unidade de Microprodução à RESP .....</b>	<b>103</b>
<b>Anexo B - Soluções de ligação da unidade de Miniprodução à RESP .....</b>	<b>113</b>
<b>Anexo C - Contadores - Sistema de registro de microprodução e miniprodução .....</b>	<b>125</b>
<b>Anexo C - Simulações de curto circuito .....</b>	<b>126</b>

## Lista de figuras

Figura 2.1 - Potência instalada das fontes de produção de eletricidade em Portugal Continental em 2012. Fonte APREN.....	4
Figura 2.2 - Espectro eletromagnético. Fonte Wikipédia.....	5
Figura 2.3 - Espectro Solar.....	6
Figura 2.4 - Esquema ilustrativo dos distintos tipos de radiação incidente na Terra.....	7
Figura 2.5 - Movimento Terra - Sol.....	7
Figura 2.6 - Declinação do Sol.....	8
Figura 2.7 - Radiação solar na Europa.....	9
Figura 2.8 - Radiação solar em Portugal.....	10
Figura 2.9 - Ângulo de incidência e ângulo de inclinação.....	11
Figura 3.1 - Aplicações de sistemas isolados fotovoltaicos.....	14
Figura 3.2 - Aplicações de sistemas híbridos, fotovoltaico-éólico.....	14
Figura 3.3 - Aplicações de sistemas ligados à rede.....	15
Figura 3.4 - Elementos base constituintes de um sistema de produção de energia elétrica com entrega direta à rede pública.....	16
Figura 3.5 - Célula, módulo e painel fotovoltaico.....	17
Figura 3.6 - Curva característica I/U de uma célula fotovoltaica.....	19
Figura 3.7 - Módulo sombreado com díodos de by-pass.....	20
Figura 3.8 - Distância entre painéis.....	21
Figura 3.9 - Distribuição horária da irradiação incidente sobre a superfície terrestre.....	22
Figura 3.10 - Inversor Aurora numa instalação de concentração solar da Glintt, em Évora....	23
Figura 3.11 - Tipologia de ligação de um inversor Central.....	26



Figura 3.12 - Tipologia de ligação de um inversor por fileira. ....	27
Figura 3.13 - Tipologia de ligação de um inversor por módulo. ....	27
Figura 3.14 - Funcionamento normal de um inversor ligado à rede pública. ....	28
Figura 3.15 - Funcionamento inversor ligado à rede pública, no estado de ilha. ....	28
Figura 3.16 - Circuito anti-ilha. ....	29
Figura 3.17 - Flutuação da tensão numa rede rural de distribuição, com presença de produção fotovoltaica. ....	30
Figura 3.18 - Proteções de sistemas fotovoltaicos, solução ABB. ....	33
Figura 3.19 - Principais componentes do inversor <i>Power-One</i> , em Évora - Glintt. ....	34
Figura 3.20 - Instalação de um PT monobloco de 250KVA para a ligação de uma miniprodução à rede, junto a um PT cabine alta de 630KVA destinado à alimentação da instalação de consumo. ....	36
Figura 3.21 - Instalação de monobloco com posto de transformação de 1.25MKVA e seccionamento, à Glintt, Évora. ....	37
Figura 3.22 - Tipologia possível de configuração de um PT para a produção fotovoltaica. ....	38
Figura 3.23 - Esquema elétrico do Q.G.B.T. da Glintt e a sua implementação em Évora. ....	39
Figura 3.24 - Q.G.B.T. - Évora - Glintt. ....	40
Figura 3.25 - Transformador 420 V/ 30 KV - Évora - Glintt. ....	40
Figura 3.26 - Cella disjuntor - Évora - Glintt. ....	41
Figura 3.27 - Relé para a proteção da interligação - Évora - Glintt. ....	42
Figura 3.28 - Transformadores de corrente e de tensão para contagem em MT - Évora - Glintt. ....	43
Figura 3.29 - Celas interruptores-seccionadores - Évora - Glintt. ....	44
Figura 3.30 - Armário de contagem - Évora - Glintt. ....	44
Figura 3.31 - Comutador de regime especial - Évora - Glintt. ....	45
Figura 5.1 - Tarifas para microprodutores com registos de 2014 .....	54
Figura 5.2 - Tarifas para miniprodutores com registos de 2014. ....	59
Figura 5.3 - Central fotovoltaica de Valadas. ....	61
Figura 6.1 - Registo fotográfico do parque solar instalado em Évora. ....	66
Figura 6.2 - Seguimento do tipo "rolo". ....	67
Figura 6.3 - Seguimento solar da Glintt - Évora. ....	67
Figura 6.4 - Radiadores para a dissipação de calor - Glintt. ....	68

Figura 7.1 - Payback do cenário 1. ....	71
Figura 7.2 - Payback do cenário 2. ....	73
Figura 7.3 - Dados de radiação, equipamentos e potência do sistema em microprodução.....	75
Figura 7.4 - Custo da solução para a microprodução. ....	76
Figura 7.5 - Retorno do investimento para a microprodução. ....	76
Figura 7.6 - Análise da viabilidade económica do investimento. ....	77
Figura 7.7 - Payback da análise do cenário 1. ....	78
Figura 7.8 - Sistemas standards de microprodução. ....	79
Figura 7.9 - Payback da análise da Gama Eco. ....	80
Figura 7.10 - Payback da análise da Gama Eco+. ....	81
Figura 7.11 - Payback da análise da Gama Energy.....	82
Figura 7.12 - Payback da análise da Gama Energy+. ....	83
Figura 7.13 - Payback da análise da Gama Energy Move.....	84
Figura 7.14 - Dados de radiação, equipamentos e potência do sistema em miniprodução.....	85
Figura 7.15 - Custo da solução para a microprodução. ....	86
Figura 7.16 - Retorno do investimento para a miniprodução. ....	86
Figura 7.17 - Payback da análise do cenário A. ....	88
Figura 7.18 - Apresentação da proposta. ....	88
Figura 7.19 - Payback da análise do cenário B. ....	90
Figura 8.1 - Custo médio por tecnologia (€/MWh) entre 2012 e 2013.....	93
Figura 8.2 - Potência atribuída na miniprodução. ....	94
Figura 8.3 - Potência atribuída na microprodução.....	95
Figura 8.4 - Paridade da rede. ....	96
Figura 8.5 - Consumidor em BT com autoconsumo. ....	97
Figura 8.6 - Consumo e produção de uma indústria. À esquerda o período de verão, à direita o de inverno. ....	97
Figura 8.7 - Excesso de produção nas horas de ponta.....	98

## Lista de tabelas

Tabela 3.1 — Eficiência dos módulos em função das células usadas. ....	19
Tabela 3.2 — Vantagens e desvantagens dos inversores com ou sem transformador de frequência. ....	24
Tabela 6.1 — Produção e remuneração parque fotovoltaico da Glinnt - Évora. ....	68
Tabela 7.1 — Critérios do cenário 1. ....	71
Tabela 7.2 — Retorno financeiro do cenário 1.....	71
Tabela 7.3 — Critérios do cenário 2. ....	72
Tabela 7.4 — Retorno financeiro do cenário 2.....	72
Tabela 7.5 — Investimento financeiro.....	73
Tabela 7.6 — Retorno financeiro do investimento representado pela tabela 7.5. ....	74
Tabela 7.7 — Critérios da análise do cenário 1.....	77
Tabela 7.8 — Retorno do investimento da análise do cenário 1.....	78
Tabela 7.9 — Critérios da análise da Gama Eco. ....	80
Tabela 7.10 — Retorno do investimento da Gama Eco. ....	80
Tabela 7.11 — Critérios da análise da Gama Eco+. ....	81
Tabela 7.12 — Retorno do investimento da Gama Eco+.....	81
Tabela 7.13 — Critérios da análise da Gama Energy.....	82
Tabela 7.14 — Retorno do investimento da Gama Energy. ....	82
Tabela 7.15 — Critérios da análise da Gama Energy+. ....	83
Tabela 7.16 — Retorno do investimento da Gama Energy+. ....	83

Tabela 7.17 – Critérios da análise da Gama Energy Move. ....	84
Tabela 7.18 – Retorno do investimento da Gama Energy Move. ....	84
Tabela 7.19 – Critérios da análise do cenário A. ....	87
Tabela 7.20 – Retorno do investimento da análise do cenário A. ....	87
Tabela 7.21 – Critérios da análise do cenário B ....	89
Tabela 7.22 – Retorno do investimento da análise do cenário A. ....	89
Tabela 7.23 – Propostas publicitadas para distintas gamas de potência. ....	90
Tabela 7.24 – Retornos financeiros das propostas da tabela 7.23. ....	91
Tabela 7.25 – Retornos financeiros de investimentos financeiros na banca. ....	91

## Abreviaturas e Símbolos

APESF	Associação Portuguesa das Empresas do Setor Fotovoltaico
CEN	Comité Européen de Normalisation (em português “Comité Europeu de Normalização”)
CENELEC	Comité Européen de Normalisation Électrotechnique (em português “Comité Europeu de Normalização Electrotécnica”)
DGEG	Direção Geral de Energia e Geologia
DRE	Direcções Regionais de Economia
EDP	Energias de Portugal
ENE	Estratégia Nacional para a Energia
EPIA	European Photovoltaic Industry Association (em português “Associação de Industrias Fotovoltaicas Europeias”)
ERSE	Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos
IEC	International Electrotechnical Commission (em português “Comissão Eletrotécnica Internacional”)
InCI	Instituto da Construção e do Imobiliário, I.P.
ISO	International Organization for Standardization (em português “Organização Internacional de Normalização”)
MPP	Maximum Power Point (em português “Ponto Máximo de Potência”)
PRO	Produção em Regime Ordinário
PT	Posto de transformação
QGBT	Quadro geral de baixa tensão
RESP	Rede Elétrica de Serviço Público
SEN	Sistema Elétrico Nacional
SI	Sistema Internacional de Unidades
SRM	Sistema de Registo de Microprodução
SRMini	Sistema de Registo de Miniprodução
TN	Terra - Neutro (Regime de neutro)



# Capítulo 1

## Introdução

Das fontes endógenas, a luz solar, chega até nós todos os dias em quantidades gigantescas, podendo vir a assumir desta forma um papel fundamental na sustentabilidade energética do planeta. Da luz solar, a luz visível é convertida em eletricidade pelas células fotovoltaicas, estas são ligadas entre si por forma a formar módulos produzindo assim energia.

Das políticas energéticas assumidas no programa ENE 2020, Portugal deverá implementar na atualidade e no decorrer dos próximos anos, medidas de revolução na produção de energia de fontes endógenas, que visam relançar a economia e promover o emprego, apostar na investigação e desenvolvimento tecnológico.

Com a execução do ENE 2020 acredita-se atingir metas como a redução substancial da dependência energética do País face ao exterior com a diminuição do saldo importador, o cumprimento dos compromissos assumidos por Portugal no contexto das políticas europeias de combate às alterações climáticas, a criação de riqueza com o desenvolvimento tecnológico renovável nas indústrias e a criação e aumento de postos de trabalho. Logo é esperado, no setor da produção solar, que a legislação em Portugal incentive a produção de energia descentralizada, com estímulos à Microprodução e Miniprodução, bem como o estímulo à produção centralizada ao nível das centrais fotovoltaicas. Criando instrumentos jurídicos, mecanismos e remunerações que possibilitem o aproveitamento deste recurso e atraia o investimento de uma forma simples e transparente.

Sendo a Matelfe, uma entidade empresarial que exerce a sua atividade na área das instalações elétricas, é de extrema importância da análise estratégica de mercado conhecer toda a legislação existente, incentivos, remunerações, tecnologias aplicáveis, procedimentos de acesso e custo/benefício implicados à implementação de um projeto de produção fotovoltaica. Como resultado, a Matelfe, com um compromisso empreendedor e no contexto de uma nova oportunidade de negócio, com bases adquiridas do desenvolvimento deste trabalho, poderá futuramente estabelecer-se como uma entidade instaladora de projetos fotovoltaicos, respondendo eficientemente à necessidade de um mercado que se espera vir a ser bastante promissor. O trabalho será desenvolvido numa altura em que a Matelfe encontra-se a fornecer um posto de transformação, monobloco, de 1,25MVA destinado à grande produção fotovoltaica em Évora, um projeto da Glintt, e também com vista a novos projetos similares, como o caso de um possível monobloco de 250kVA para a miniprodução na Chamusca.

## 1.1 - Objetivos do trabalho

Com o desenvolvimento deste trabalho, realizado na empresa Matelfe - Instalações Elétricas S.A., será obtido o ponto de situação do setor fotovoltaico no que respeita à produção descentralizada, particularmente ao que se refere à Microprodução, Miniprodução e Grande Produção.

Para uma boa compreensão destes regimes foram desenvolvidos os seguintes itens:

- I. Estudo da legislação em vigor em Portugal para o regime de produção fotovoltaica, regime tarifário e normas elétricas aplicáveis;
- II. Estudo de viabilidade económica para implementação de um parque fotovoltaico:
  - a. Implantação do sistema;
  - b. Manutenção do sistema ao longo da sua vida útil;
  - c. Comparação custo/benefício;
  - d. Oportunidade de negócio;
- III. Validação dos pontos anteriores com base num parque real e em propostas solicitadas em âmbito empresarial;

## 1.2 - Estrutura do trabalho

Esta dissertação é constituída, para além da introdução, por mais oito capítulos. No segundo capítulo são abordados assuntos sobre a energia solar, no que respeita à radiação, ao recurso existente em Portugal e a importância do ângulo ótimo.

No terceiro capítulo é apresentada a atualidade da tecnologia fotovoltaica associada a sistemas de ligação à rede pública de distribuição, bem como os equipamentos a ter em conta para a produção de energia.

No quarto capítulo é realizado um estudo aprofundado da legislação que vigora em Portugal para a produção fotovoltaica.

No quinto capítulo aborda-se os distintos regimes possíveis de se praticar em Portugal para a produção de energia proveniente de sistemas fotovoltaicos.

No sexto capítulo um caso real de uma produção fotovoltaica em grande escala.

No sétimo e oitavo capítulos são efetuados estudos e análises económicas, do ponto de vista de viabilidade, de soluções fotovoltaicas apresentadas pelo setor empresarial, apontando-se novos rumos e caminhos para a boa sustentabilidade fotovoltaica.

Por fim, no nono capítulo, as conclusões alcançadas com a realização da dissertação.



## Capítulo 2

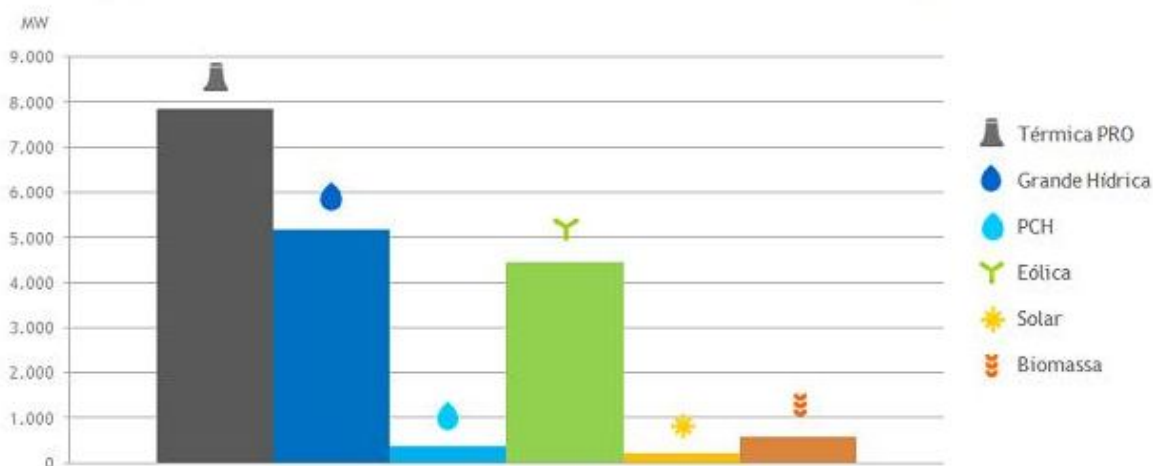
# Energia Solar

### 2.1 - Enquadramento

Portugal, e a sua economia, continua nos dias de hoje a ter uma forte dependência energética quer face ao exterior quer face ao uso de fontes de energia tradicional. Apesar do forte progresso das energias renováveis desde as crises petrolíferas dos anos 70, da consciencialização da esgotabilidade dos recursos fósseis e impacto adverso que estes traduzem ao meio ambiente, o país não tem sido capaz de direccionar investimento significativo para áreas muito mais benéficas como as renováveis.

À medida que as reservas petrolíferas, de carvão e de gás natural vão escasseando, os seus preços vão aumentando e sendo estes os principais recursos energéticos a que a produção de energia elétrica em Portugal recorre, a despesa na importação destes recursos será desmesurada. Portugal deverá despertar para os seus recursos naturais aproveitando e explorando o potencial imenso de que é detentor, diversificando a produção de energia, alavancando o desenvolvimento sócio-económico, tornando o setor sustentável a longo prazo e reduzindo o impacto ambiental. As energias renováveis são sem dúvida um caminho a seguir assumindo assim um papel fundamental na produção de eletricidade através da energia solar, eólica, biomassa e das ondas, e desta forma também permitindo o cumprimento de compromissos internacionais e europeus como é o tratado de Quioto e a diretiva do Parlamento Europeu para uma imposição de 20% de energia renovável até 2020.

A energia solar assume e demonstra um papel preponderante e revolucionário na evolução do setor energético, permitindo uma energia mais eficiente com a diminuição de perdas, uma racionalização do consumo com a produção descentralizada, uma diminuição da dependência a recursos fósseis e dependência externa, um menor impacto ambiental, economicamente competitiva permitindo um rápido retorno de investimento com uma tecnologia existente bastante desenvolvida e conceituada, e um baixo custo de manutenção e intervenção.



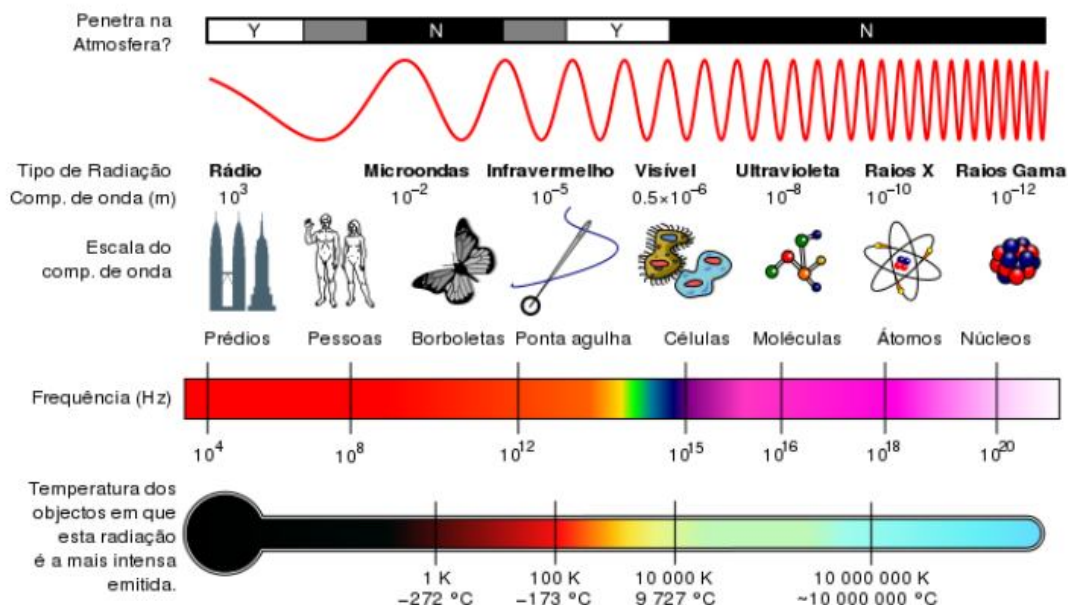
**Figura 2.1** - Potência instalada das fontes de produção de eletricidade em Portugal Continental em 2012. Fonte APREN.

No caso do solar fotovoltaico, Portugal permite um período médio de exposição solar anual de 2200 a 3000 horas, bastante acima da média europeia, no entanto, até junho de 2013 dos 10982 MW de renovável instalado apenas 361 MW dizem respeito à produção fotovoltaica (figura 2.1), existindo aqui uma grande lacuna de proporções e investimento, sendo que este setor encobre-se assim de grande atualidade e de um interesse crescente.

## 2.2 - Radiação Solar

De uma forma incansável, o Sol, emite astronómicas quantidades de energia todos os dias, mas devido à grande distância presente entre este e a Terra, aproximadamente 150 milhões de quilómetros, apenas uma pequena parte dessa energia alcança a superfície terrestre variando de lugar para lugar a sua distribuição e intensidade. A energia solar é responsável por todos os processos físicos, químicos, biológicos e meteorológicos que se fazem sentir na terra, como o ciclo da água, a desigual repartição da temperatura, diversidade de climas existentes, climas frios, climas quentes ou climas húmidos, tornando-se assim o Sol como fonte responsável para a existência de vida.

O Sol transfere a sua energia para a Terra através da luz que emite, ou seja, através da radiação solar. Esta radiação refere-se à radiação eletromagnética proveniente do sol, ondas que se propagam no vazio, no ar, na água e no vidro, e que dependem da frequência, grandeza designada pela sigla  $f$  e expressa em unidade do SI Hertz -  $h$ , e que indica o número de ocorrências de um ciclo em um determinado intervalo de tempo, ciclo esse que no caso da radiação eletromagnética solar tem uma natureza ondulatória. O valor da radiação que atinge a Terra corresponde a uma quantidade de energia de  $1 \times 10^{18}$  kWh/ano, em que, metade desta energia é radiada como luz perceptível aos olhos humanos, a luz visível.

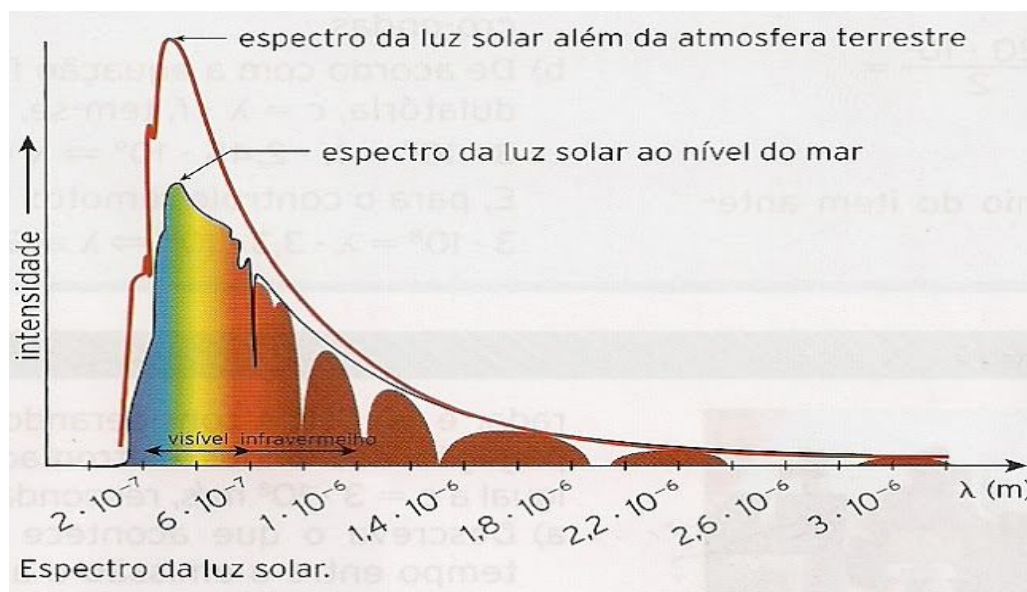


**Figura 2.2** - Espectro eletromagnético. Fonte Wikipédia.

Do espectro eletromagnético (figura 2.2) verifica-se uma grande variedade de frequências que permitem não só caracterizar o tipo de radiação mas também a sua intensidade energética que é proporcional à sua frequência, quanto maior for maior será também a energia que a onda transporta.

## 2.3 - Tipos de radiação solar

Quando a radiação solar trespassa a atmosfera terrestre sofre diversas modificações por parte da massa de ar presente, com características e propriedades próprias do local onde se forma, como a temperatura, a pressão, a latitude do local, a sujidade, a presença de partículas em suspensão, o vapor de água e outras particularidades. Provocando um efeito na radiação solar, a massa de ar é responsável pela perda significativa de energia e dependendo do ângulo de incidência dos raios solares que condiciona um percurso com maior ou menor presença de massa de ar, essa perda poderá ser significativa.



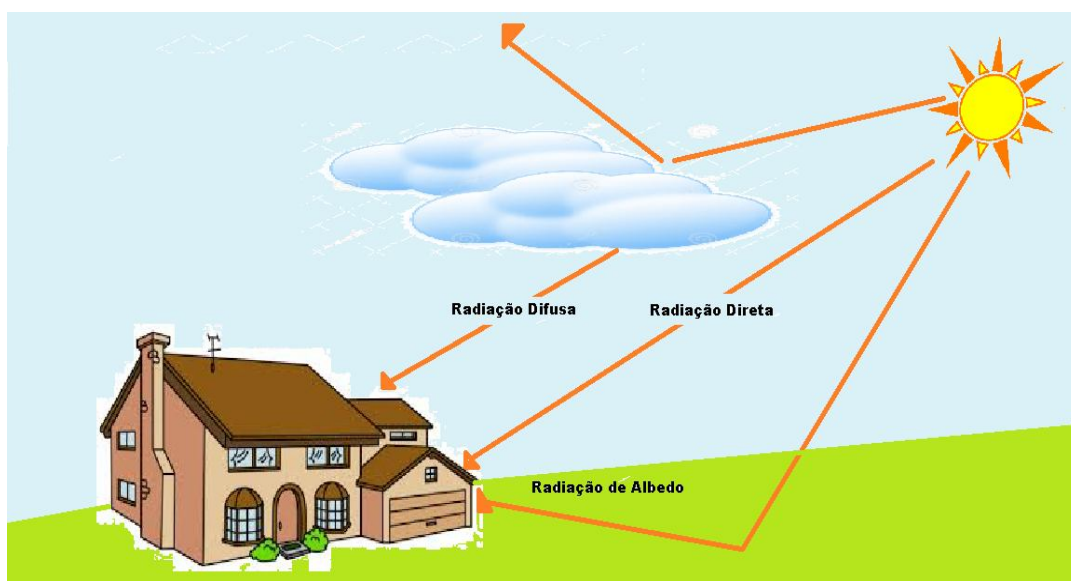
**Figura 2.3 - Espectro Solar.**

Do gráfico da figura 2.3 verifica-se uma redução de energia entre a luz solar antes da massa de ar e a luz que chega ao nível do mar, podendo este diferencial de energia chegar a variar entre 51,8 % a 85,4%, mas mesmo com a redução o potencial energético que se poderá aproveitar é surpreendente.

A irradiação infravermelha é absorvida pelo vapor de água e dióxido de carbono, bem como a irradiação ultravioleta eliminada pela camada de ozono. De facto, a radiação solar incidente num corpo recetor, devido à decomposição que sofre é dividida em três componentes:

- Radiação direta: todos os raios solares rececionados em linha reta com o sol;
- Radiação difusa: raios solares rececionados da ação de difração nas nuvens, nevoeiro, poeiras em suspensão e outros obstáculos encontrados na atmosfera;
- Radiação de albedo, ou, refletida no albedo: raios solares rececionados do solo da reflexão da radiação incidente na superfície terrestre. Albedo advém da razão entre a radiação refletida e incidente;

A soma total das três radiações designa-se pela radiação total que incide na superfície, figura 2.4.

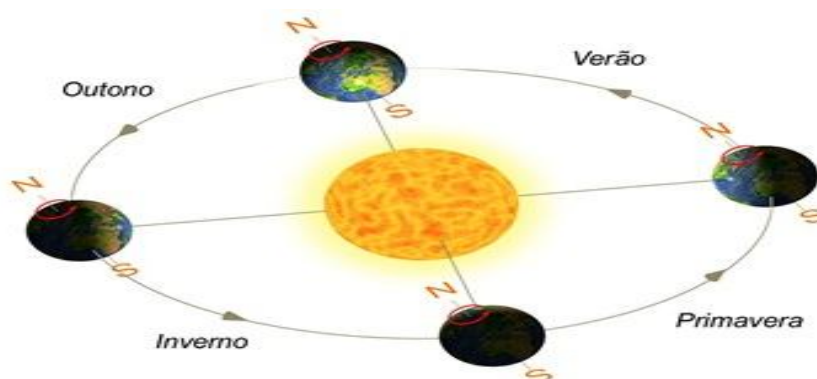


**Figura 2.4** - Esquema ilustrativo dos distintos tipos de radiação incidente na Terra.

Em dias de claridade, particularmente nos dias de Verão, a proporção da radiação direta predomina, mas como esperado, em dias de menor claridade e com maior presença de nuvens, particularmente nos dias de Inverno, a radiação predominante é a difusa. Anualmente em Portugal, a radiação em média reparte-se em 60% direta e 40% difusa.

## 2.4 - Movimento Terra - Sol

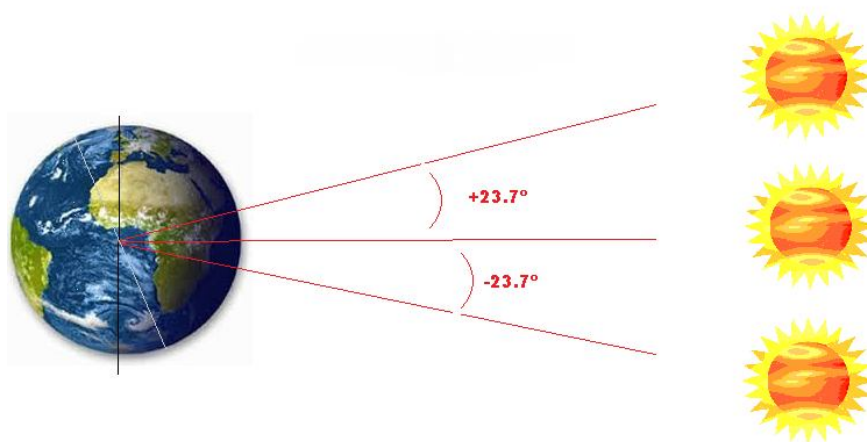
A Terra descreve uma trajetória elíptica num plano que é inclinado em relação ao plano do equador, movimento de translação em torno do Sol, descrevendo quatro posições características, o solstício de verão, o solstício de inverno, o equinócio de primavera e o equinócio de outono (figura 2.5). Por consequência da inclinação da Terra, entre os planos, a direção norte-sul geográfica está desviada da direção norte-sul do campo magnético terrestre.



**Figura 2.5** - Movimento Terra - Sol.

A trajetória elíptica tem uma duração de 1 ano e 6 horas, daí a necessidade de 4 em 4 anos a ocorrência de um ano bissexto, um ano com mais um dia que um ano normal. Mas a Terra também descreve um movimento sobre si mesma, a rotação da Terra, que descreve o período de tempo com incidência solar direta e o período de tempo com ausência de incidência solar direta, mais conhecidos como o dia e a noite. A rotação da Terra estabelece um eixo de rotação designado por eixo polar, que demarca na interseção com a superfície do planeta os polos geográficos norte e sul e que é quase perpendicular ao plano da elíptica, formando assim um ângulo com este e que designa a declinação solar entre a Terra e o Sol.

A declinação Solar, ou, declinação do sol, é a distancia angular do equador ao paralelo do Sol, podendo ser a norte ou a sul, consoante o sol esteja acima ou abaixo do equador. Define-se como o ângulo entre a direção da radiação solar e o plano do equador variando ao longo do ano até valores de  $-23,7^\circ$  a  $+23,7^\circ$  (figura 2.6).



**Figura 2.6** - Declinação do Sol.

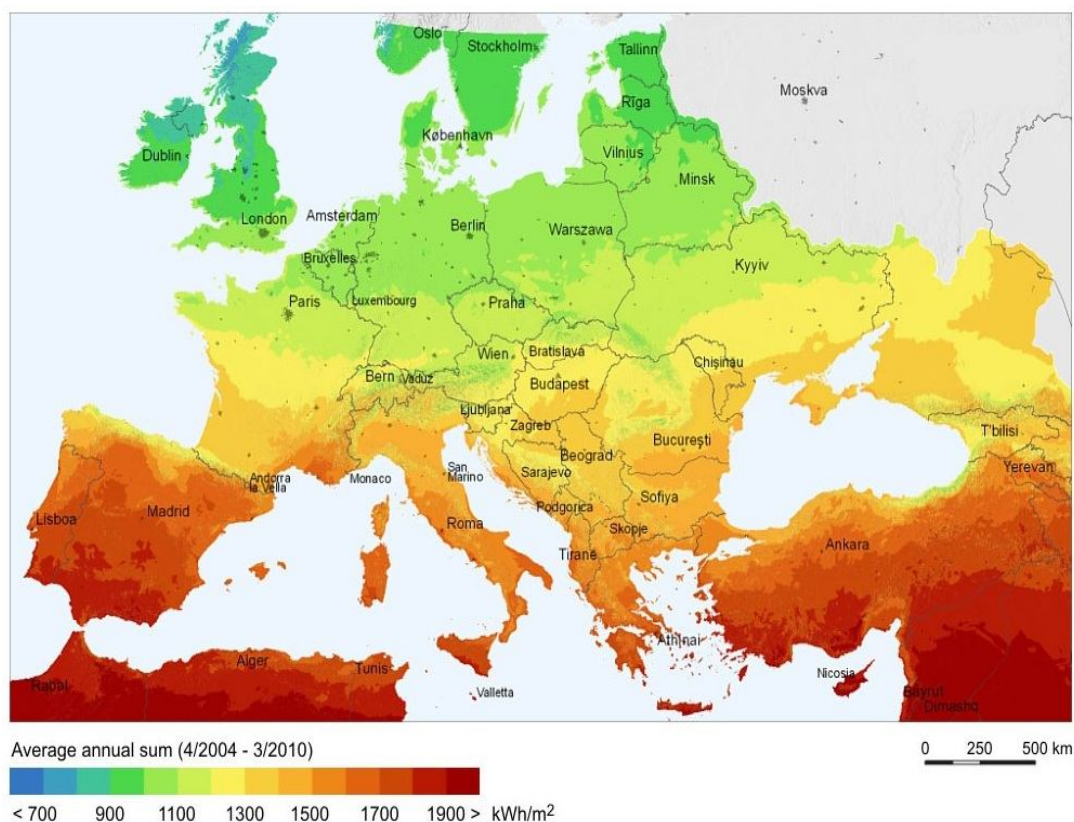
Do ponto de vista terrestre tudo se passa como se o Sol tivesse um movimento aparente no horizonte à trajetória solar, daí a afirmação, “ O sol nasce a Este e põe-se a Oeste”, o que permite definir o tempo solar, ou, o horário solar. Observando o ângulo horário, que expressa a distância angular entre o Sol e o meridiano de Greenwich conforme o movimento de leste para oeste, um relógio solar permite obter o fuso horário do local através da variação angular do sol. O ângulo horário solar é  $0^\circ$  ao meio-dia solar e como a Terra se desloca-se  $15^\circ$  por hora é também de  $15^\circ$  por hora o ângulo solar, sendo de manhã o ângulo horário negativo e de tarde positivo.

Há ainda também a possibilidade, com base na rede geográfica, de se determinar as coordenadas de qualquer ponto à superfície terrestre através da latitude e longitude. A latitude é o valor angular do arco de meridiano compreendido entre o equador e o paralelo do lugar de referência, a longitude, é o valor angular do plano formado pelo prolongamento das extremidades do arco de paralelo compreendido entre o meridiano de Greenwich e o meridiano do lugar de referência.



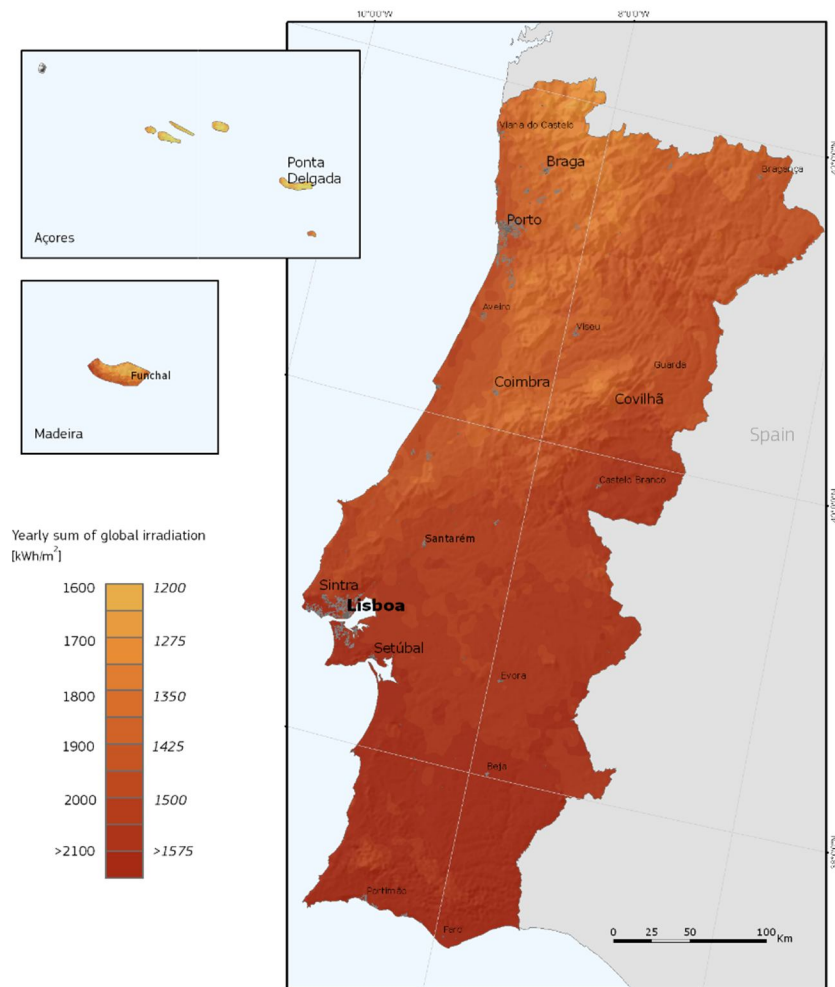
## 2.5 - Recursos da energia solar em Portugal

A radiação solar é inesgotável e a energia irradiada anualmente é 5 mil vezes superior ao consumo energético global. A radiação solar recebida num local depende muito da radiação incidente e da respetiva estação do ano.



**Figura 2.7 - Radiação solar na Europa.**

Os países a sul da Europa, ou seja, os países mais próximos do equador, são os que apresentam uma maior incidência solar e desta forma os que poderão ter um melhor aproveitamento energético solar (figura 2.7). Portugal apresenta um índice global anual de radiação solar de 1650 kWh/m<sup>2</sup> (figura 2.8), quando perto do equador o valor poderá ser de 2300 kWh/m<sup>2</sup> mas na Europa não se registam valores superiores a 1900 kWh/m<sup>2</sup>.



**Figura 2.8** - Radiação solar em Portugal.

As figuras 2.7 e 2.8 demonstram que sem dúvida alguma Portugal é um país com uma radiação solar admirável, um país que ao aproveitar todo o seu potencial solar poderá significativamente reduzir o consumo energético nacional, designadamente os combustíveis fósseis. A energia solar tem diversas aplicações, não polui, não produz ruído e podendo ser utilizada em sistemas de grande fiabilidade e durabilidade.

A radiação solar que afeta um corpo pode ser absorvida, refletida ou transmitida, conforme a Lei da Conservação de Energia, dependendo das propriedades do corpo e da frequência da radiação. A conversão térmica da energia solar baseia-se na absorção de radiação por uma superfície e na entrega desta energia para o elemento que a irá adquirir.

A radiação num painel solar é amplificada quando os painéis são orientados a sul, numa instalação efetuada no hemisfério norte, e a norte no hemisfério sul, e quando estes são colocados na horizontal em vez de na vertical. Mas existe um ângulo médio que terá uma maior eficiência se o painel estiver entre estas duas posições, o chamado ângulo ótimo.



## 2.6 - Ângulo ótimo

O ângulo de inclinação é definido pelo plano da superfície captadora e o plano horizontal onde este se encontra, o plano do painel e o plano do solo, e como referido, existem distintos ângulos ótimos de inclinação do painel consoante a latitude do local de instalação.

Como é sabido do ponto de vista terrestre, o Sol descreve um movimento, movimento esse que varia ao longo do dia e também ao longo das estações do ano. O movimento relativo do Sol no céu representa-se mediante a sua altura em função do horizonte e o seu azimute em função da direção sul, ou seja, depende de um ângulo solar que é compreendido entre o raio solar e a projeção do mesmo sobre o plano horizontal e de um ângulo azimute formado pela projeção horizontal da linha perpendicular à superfície captadora e a linha que passa por esta e o sul geográfico. Daqui se retira que o ângulo de incidência, ângulo formado pela radiação direta sobre a superfície recetora, irá sofrer uma variação angular ao longo do dia e dos meses.



**Figura 2.9** - Ângulo de incidência e ângulo de inclinação.

A inclinação dos painéis deve otimizar a captação de radiação solar direta para que seja máxima a quantidade de energia solar recebida, assim sendo, seria de se esperar que o ângulo de incidência fosse 0° para a situação ótima, incidência perpendicular ao painel (figura 2.9). Isto implicaria uma variação constante do ângulo de inclinação o que não é possível para a grande maioria das instalações, o que obriga a implementação de um ângulo com maior rendimento diário de captação de energia tendo em conta a variação da altura solar ao longo do ano. Intitula-se ângulo ótimo como a inclinação fixa que retira maior proveito da energia solar e que se rege pela seguinte expressão,

$$\alpha \text{ ótimo} = 3,7 + 0,69 * \varphi$$

$\alpha$  é o ângulo ótimo;

$\varphi$  é a latitude do local da instalação;

Para Portugal este valor rondará os  $35^\circ$ , isto porque, quando se pretende uma instalação direcionada para a máxima rentabilidade durante o Inverno adiciona-se  $15^\circ$  à latitude do local, quando se pretende para a máxima rentabilidade durante o Verão subtrai-se  $15^\circ$  à latitude do local e para uma rentabilidade anual subtrai-se  $5^\circ$  à latitude do local.

A implementação de um sistema fotovoltaico em edifícios, fachadas ou telhados, adotando apenas a inclinação dos mesmos reflete uma distribuição da radiação inferior ao valor ótimo o que reduz o rendimento de energia produzida. A utilização de seguidores solares que seguem a posição do sol ao longo do dia e do ano poderá representar um aumento de 50% da produção de energia solar mas o investimento inicial e a manutenção do sistema é bastante mais complexa quando comparada com um sistema fixo, o que implica, um estudo prévio com o intuito de encontrar a melhor solução técnico-económica.

# Capítulo 3

## Tecnologia fotovoltaica

### 3.1 - Sistemas solares fotovoltaicos

A variabilidade de aplicações do fotovoltaico para a produção de energia permite caracterizar as distintas soluções em três grandes grupos:

- Sistemas isolados;
- Sistemas híbridos;
- Sistemas de ligação à rede;

#### Sistemas Isolados

Estes sistemas são especificamente interessantes para situações onde a rede pública de distribuição de energia não existe, seja por razões técnicas, económicas ou para aplicações em países com baixo desenvolvimento, onde as infraestruturas elétricas são praticamente nulas (figura 3.1). Em pequena dimensão também podemos encontrar em aparelhos eletrónicos, como relógios e máquinas de calcular.

Num sistema isolado sem armazenamento, com cargas em corrente contínua ou alternada, os recetores consomem imediatamente a energia produzida, e como não necessitam da utilização de baterias estes têm a vantagem de serem mais económicos, como é o caso de sistemas de bombagem de água. Os sistemas com recurso ao armazenamento necessitam além das baterias de um regulador de carga, este será responsável pelo controlo da carga nas baterias.



**Figura 3.1** - Aplicações de sistemas isolados fotovoltaicos.

### Sistemas híbridos

Um sistema híbrido consiste na conjugação de um sistema fotovoltaico com outro tipo de sistema de produção de energia, como o caso de um sistema a com motor gerador diesel, ou gás ou mesmo eólico (figura 3.2). A combinação destes sistemas permitirá potencializar o aproveitamento energético do local como também, caso se justifique, a diminuição dos painéis fotovoltaicos tornando a solução mais económica. O acoplamento de distintos sistemas permitirá uma maior fiabilidade e continuidade, dado que é possível o carregamento das baterias durante o período noturno, no entanto, estes sistemas têm de possuir equipamentos com sistemas de controlo mais eficientes quando comparados com os sistemas isolados, o que poderá tornar a solução inviável.



**Figura 3.2** - Aplicações de sistemas híbridos, fotovoltaico-eólico.

### Sistema ligado à rede

Toda a energia gerada é entregue instantaneamente à rede pública, não sendo necessária a aplicação de baterias nem reguladores de carga (figura 3.3).

Estes sistemas estão normalmente associados aos regimes de produtor-consumidor, ou simplesmente produtor, com venda de energia elétrica às companhias distribuidoras de energia ou em mercados energéticos. Nos casos da produção centralizada, as centrais fotovoltaicas, encontram-se por norma em áreas desertas e afastadas dos centros urbanos, dado a necessidade de grandes áreas, e por norma a energia é entregue em média tensão junto à rede de distribuição MT. Na produção descentralizada os sistemas são normalmente integrados em edifícios ou junto a estes, pois a instalação deve-se encontrar junto do consumo e a entrega, apesar de prever a média tensão, a grande generalidade é em baixa tensão e na rede de distribuição BT.



**Figura 3.3** - Aplicações de sistemas ligados à rede.

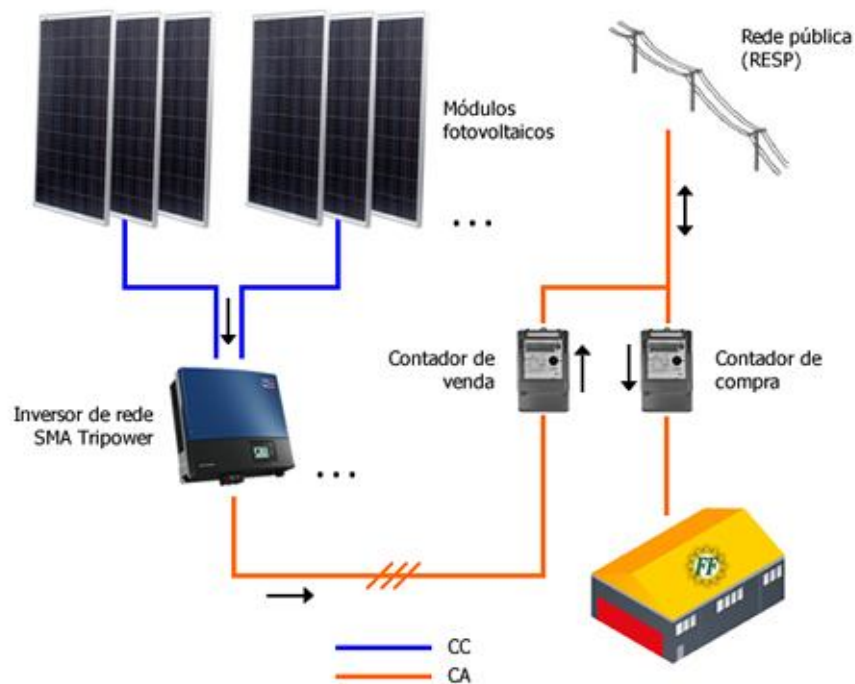
O sistema ligado à rede é o sistema aplicado ao longo deste trabalho, pois é ele que implica os regimes de produção de energia no qual se enquadra a Microprodução e a Miniprodução e, desta forma, será este o objeto de estudo mais aprofundado no que respeita à sua tecnologia.

Quer para a aplicação de pequena produção de energia quer para a grande, os elementos constituintes que encontramos são de uma forma genérica os mesmos, variando apenas em quantidade. Esta realidade permite distinguir as pequenas produções das grandes produções pela sua dimensão, ou seja, pela área de terreno que ocupam, pelo que muitas vezes é habitual o projetista de uma central fotovoltaica considerar o sistema como um aglomerado de pequenas produções fotovoltaicas, caso opte pela aplicação de vários inversores.

Assim encontramos os seguintes elementos base constituintes, figura 3.4:

- Módulos fotovoltaicos;
- Inversores DC/AC;

- Cablagem DC e AC;
- Proteções DC e AC;
- Contagem;
- Outros elementos do circuito elétrico;



**Figura 3.4** - Elementos base constituintes de um sistema de produção de energia elétrica com entrega direta à rede pública.

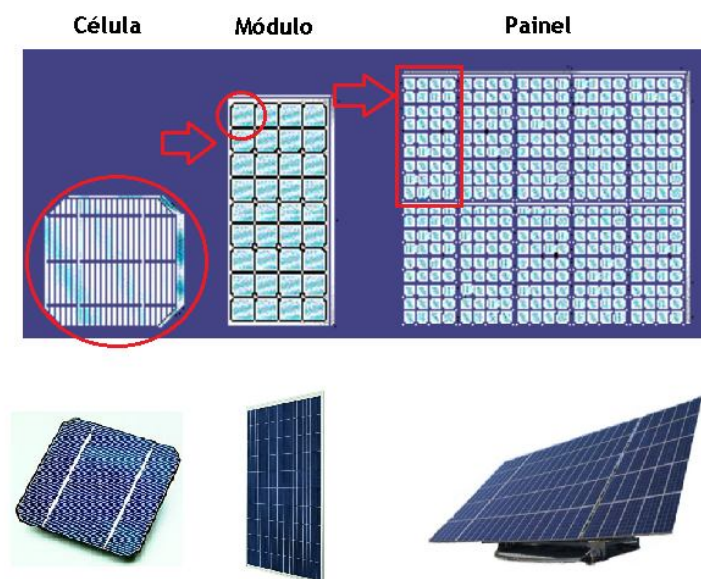
Para além destes elementos, será necessário a consideração da implementação de um transformador elevador em algumas situações, nomeadamente para potências de produção consideráveis.

De seguida serão apresentados os elementos constituintes de uma forma mais aprofundada.

### 3.2 - Módulo fotovoltaico

Antes de mais, é importante distinguir os conceitos entre células, módulos e painéis fotovoltaicos.





**Figura 3.5** - Célula, módulo e painel fotovoltaico.

Um painel é constituído por um conjunto de módulos que podem ser ligados em série, paralelo ou de forma mista de modo a obter diferentes valores de tensão ou corrente. Estes por sua vez são um conjunto de células fotovoltaicas ligadas em série ou paralelo, figura 3.5.

A potência padrão do módulo sob condições técnicas é variável desde os 10W aos 250W, o que terá entre 0,2 a 1,5 m<sup>2</sup> de dimensão, dependendo do número de células aglomeradas (normalmente 36). A sua durabilidade é superior a 30 anos. Para o cálculo da potência produzida, esperada pela instalação recorre-se à expressão 3.1,

$$P_{Produzida} = P_{Pico} \times n^{\circ} \text{ de horas de radiação solar (kWh)} \quad (3.1)$$

A radiação medida numa superfície horizontal ao longo de um período de tempo, pode ser anual, mensal ou diária.

Na aquisição dos módulos estes vêm acompanhados da datasheet, folha de características elétricas, mecânicas e térmicas, que são de extrema importância quer para o correto dimensionamento do sistema quer para a comparação na escolha do produto, normalmente o diferencial entre painéis está associado ao tipo de célula utilizado na construção do módulo.

### 3.2.1. – Célula fotovoltaica

#### Célula monocristalina

Formada por silício monocristalino representa a primeira geração e a mais utilizada atualmente. Associada a técnicas de produção complexas e dispendiosas, onde o material é desoxidado, purificado, solidificado e posteriormente cortado em forma de pastilhas dando origem às células, esta solução apresenta um valor comercial elevado e o seu rendimento elétrico varia entre os 12% e os 16% em funcionamento.

#### Célula policristalina

Formada por silício policristalino, os átomos não se organizam num único cristal, o que implica uma solução com um rendimento de apenas 11% aos 13% comparada com a célula anterior. Este diferencial de eficiência é justificado pelo facto do seu modo de fabrico ser de menor complexidade.

#### Célula de silício amorfo

Formada por silício amorfo apresenta um alto grau de desordem na estrutura dos átomos, normalmente associada a equipamentos eletrónicos como as máquinas calculadoras, uma vez que a sua eficiência é baixa, variando entre os 8% a 10%. Com o desenvolvimento tecnológico dos últimos anos tem-se apresentado como soluções de grande superfície para sistemas de baixo custo.

#### Célula de telureto de cádmio (CdTe)

Sendo do tipo heterojunção, com uma estrutura homogénea, as células de CdTe apresentam uma eficiência de cerca de 8% e um potencial considerável para a redução de custos quando produzida em massa. No entanto o cádmio apresenta um risco de toxicidade que não permite a sua grande aplicação.

#### Célula de disseleneto de cobre-índio (CIS)

Formada por selénio, cobre e índio, estas células apresentam uma excelente eficiência na absorção, baixa deterioração e boa estabilidade quando sujeitas à incidência luminosa. Com uma eficiência entre os 7,5% e os 9,5% estas células produzidas em massa permitem obter baixos custos de investimento, no entanto, sofrem de sérios problemas associados a ambientes quentes e húmidos.

#### Célula de disseleneto de cobre-índio-Gálio (CIGS)

Formada por selénio, cobre e uma ligação índio-gálio, permitem obter um bom desempenho quando comparadas com as CIS, chegando aos 12% de eficiência.



Na tabela 3.1 apresenta-se um resumo com a eficiência comercial dos diferentes tipos de células.

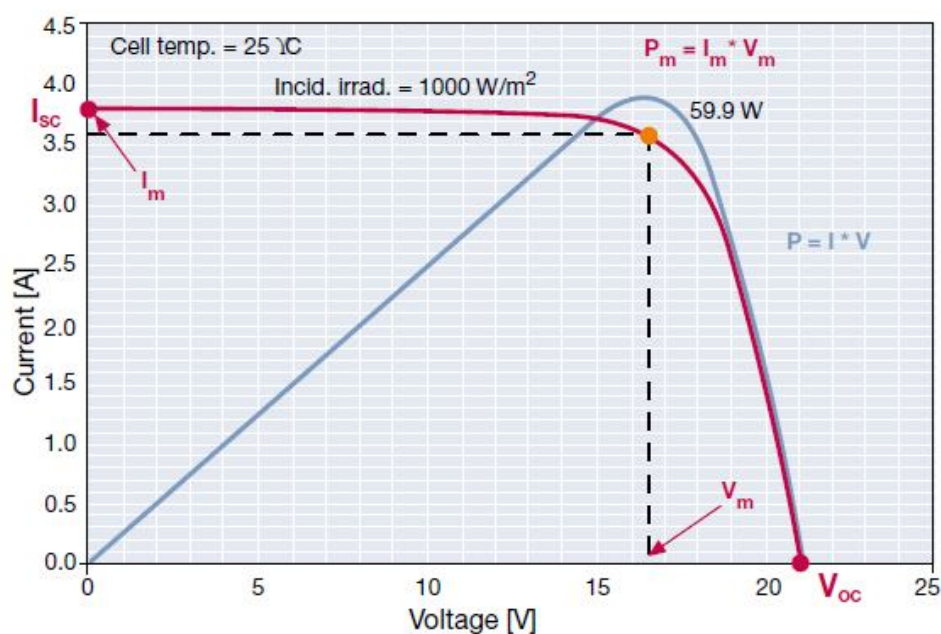
**Tabela 3.1** – Eficiência dos módulos em função das células usadas.

Tecnologia	Eficiência Comercial
Silício monocristalino	12% - 16%
Silício policristalino	11% - 13%
Silício amorfo	8% - 10%
Telureto de cádmio	≈ 8%
Disseleneto de cobre-índio	7,5% - 9,5%
Disseleneto de cobre-índio-gálio	≈ 12%

### 3.2.2. - Curva característica

Para um correto dimensionamento de uma produção fotovoltaica, o conhecimento da curva característica da célula fotovoltaica permite ao projetista obter melhores rendimentos na produção.

A representação típica desta curva denomina-se por *curva corrente/tensão*, figura 3.6.



**Figura 3.6** - Curva característica I/U de uma célula fotovoltaica.

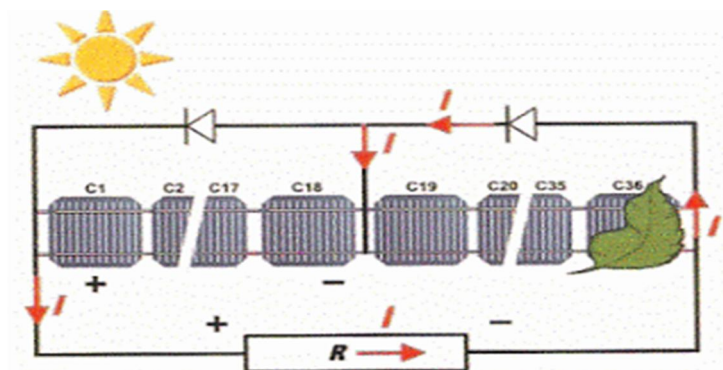
Da qual podemos retirar os seguintes dados:

- **I<sub>sc</sub>**: Corrente de curto-circuito que corresponde ao valor máximo de corrente que uma célula pode entregar a uma carga sob condições de potência nula;
- **V<sub>oc</sub>**: Tensão em circuito aberto que corresponde ao valor máximo de tensão que uma célula pode entregar a uma carga sob condições de potência nula;
- **I<sub>m</sub>**: Corrente a máxima potência que corresponde ao valor de corrente nominal da célula;
- **V<sub>m</sub>**: Tensão a máxima potência que corresponde ao valor de tensão nominal da célula;
- **P<sub>m</sub>**: Também regularmente conhecido como **MPP** - *Maximum Power Point*, é o ponto da curva que corresponde à máxima potência produzida pela célula. Este ponto representa o produto entre a tensão máxima e a corrente máxima.

Fatores como a intensidade de radiação incidente e a temperatura afetam o desempenho da célula, o aumento da radiação implica um aumento da corrente de curto-circuito ao passo que a tensão de circuito aberto pouco varia, e a temperatura implica a perda de conversão de energia solar em elétrica, passando esta a ser dissipada sob a forma de calor podendo-se constatar no Verão a diminuição na potência produzida.

### 3.2.3. - Sombreamento - desvio do MPP

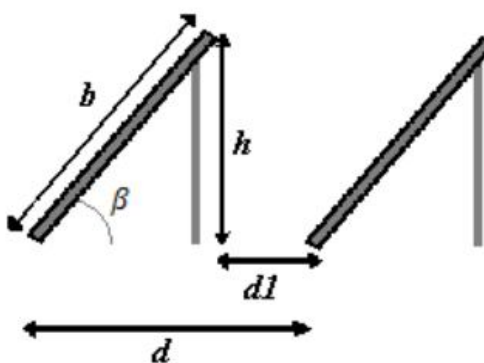
Uma das perdas associadas aos módulos fotovoltaicos denomina-se por *hot spot* - ponto quente, que faz com que o módulo não atinja o rendimento esperado, havendo um desvio do MPP. Este efeito está associado a sombras que se projetam em determinados pontos do painel, ao cair um objeto sobre uma célula esta passará a estar inversamente polarizada e, percorrida por uma corrente inversa. Atua como uma carga elétrica convertendo a energia elétrica em calor, danificando o seu encapsulamento e deteriorando o desempenho de todo o módulo, figura 3.7.



**Figura 3.7** - Módulo sombreado com diodos de by-pass.

A derivação da corrente, através de um díodo de by-pass previne a ocorrência destes pontos quentes.

Outra situação da ocorrência deste fenómeno esta associado ao mau dimensionamento por parte do projetista na colocação dos painéis, relativamente à distância entre estes.



**Figura 3.8** - Distância entre painéis.

Antes da montagem deve ser assegurada a distância entre fileiras, de forma a se evitar sombreamentos, bem como assegurar uma disposição que evite os sombreamentos arquitetónicos.

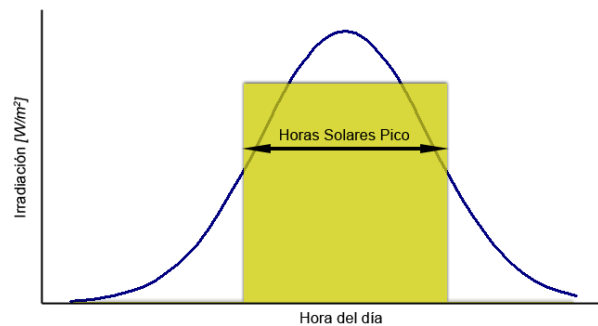
A distância entre painéis consecutivos,  $d$  (m), depende da largura  $b$  (m), do ângulo de inclinação  $\beta$  e do valor mínimo de altura solar que tolera no sombreamento  $\gamma$ , figura 3.8.

$$d = \frac{b \times \text{sen}(180^\circ - \beta - \gamma)}{\text{sen}\gamma}$$

- $d_1 = 3,5 \times h$ , para minimizar as perdas em que  $d_1$ (m) representa a distância entre o final de um painel e o início de outro, e  $h$ (m) representa a altura;
- $d = 2,25 \times b$ , para otimizar a área a se utilizar.

#### 3.2.4. - Hora de pico solar

Como já referido a energia solar captada é recolhida durante um determinado período do dia, indicado em horas. A denominação para este período é designada por *hora de pico solar*, e pode variar entre 3 a 6 horas diária, dependendo do mês e do lugar geográfico da instalação.



**Figura 3.9** - Distribuição horária da irradiação incidente sobre a superfície terrestre.

Da figura 3.9 verifica-se que existe um aproveitamento energético da radiação fora das horas solares de pico, mas em menor quantidade.

Para simplificação dos cálculos de viabilidade económica para as estimativas de produção, é normal recorrer à consideração que a norte de Portugal este índice rondará as 3 horas, e a sul de Portugal irá até às 6 horas.

### 3.2.5. - Aspetos na aquisição de um módulo

A enorme diversidade de opções de módulos no mercado atual poderá levar qualquer pessoa a uma escolha incorreta para a solução pretendida. Nem todos os fabricantes respeitam as normas e certificações dos produtos. Assim, na escolha, os critérios deverão ter em conta a eficiência do módulo, pois esta implica um melhor desempenho por uma menor área de ocupação, a qualidade do produto na sua construção e apresentação, e a escolha do tipo de célula com base nas suas características.

## 3.3 - Inversor DC/AC

Todos os regimes de produção fotovoltaica têm de possuir na sua constituição inversores DC/AC, dado que a tensão gerada pelos módulos seja uma tensão contínua. A principal função do inversor será então a transformação desta tensão de modo a se obter uma tensão alternada, compatível com a forma de onda da rede de distribuição, figura 3.10.

As características gerais para a escolha correta de um inversor recai no seu modo de funcionamento, constituição interna e rendimento. No mercado existem milhares de inversores que procuram satisfazer os produtores nas diversas aplicações possíveis, desde soluções de baixa e alta potência de ligação à rede, soluções isoladas ou híbridas, com ou sem

transformador de frequência na sua composição, comutados ou autocomutados. Um inversor DC/AC deve assim possuir determinadas características que se demonstrarão bastante benéficas para a instalação, como:

- Arranque automático;
- Sinalização adequada;
- Segurança;
- Baixa distorção harmónica;
- Eficiência elevada;
- Capacidade de resistir a picos de potência;
- Estabilização da tensão;
- Possibilidade de funcionamento em paralelo com outros inversores;
- Ajuste do MPP;



**Figura 3.10** - Inversor Aurora numa instalação de concentração solar da Glinnt, em Évora.

### 3.3.1 - Inversores comutados pela rede

Processo de inversão controlado pela fase e frequência da tensão da rede, que em caso de a rede falhar por motivos técnicos, estes não deixarão de funcionar. Indicados apenas para

sistemas ligados à rede devem possuir baixo nível de harmônicos, e forma de amplitude da tensão compatível com a rede. Normalmente estes inversores possuem alta eficiência associada a um baixo custo e simplicidade de projeto.

### 3.3.2 – Inversores autocomutados

Processo de inversão realizado pelo próprio inversor através de um oscilador que controla a fase e a frequência da tensão de saída. Ideal para soluções isoladas, o que por norma não é permitido para ligação à rede, apesar de tecnicamente ser possível.

### 3.3.3 – Inversores com transformador

Presença de transformador de baixa ou alta frequência na sua constituição. O transformador permitirá o isolamento galvânico entre os painéis e a rede, e assim, será permitido a redução da tensão e das interferências eletromagnéticas, no entanto, esta solução implica um aumento de volume e da implicação de ligação ou não à terra.

### 3.3.4 – Inversores sem transformador

Ausência de transformador permite uma redução de perdas, de tamanho e consequentemente de custo. Neste tipo de solução a tensão de entrada do inversor tem de ser significativamente maior do que o valor de pico da tensão da rede, o que preferencialmente será utilizado apenas para gamas de baixa potência. A ausência de isolamento galvânico requer rigorosas medidas de segurança.

Na tabela 3.2 será apresentada a comparação entre inversores com presença e sem presença de transformador de frequência.

**Tabela 3.2** — Vantagens e desvantagens dos inversores com ou sem transformador de frequência.

	Com transformador	Sem transformador
<b>Características principais</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tensões eletricamente isoladas;</li> <li>• Muito difundido;</li> <li>• Inversores Centralizados</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tensão do gerador significativamente superior à da rede.</li> <li>• Inversores de fileira integrados (módulos AC);</li> </ul>

<b>Vantagens</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Tensão reduzida;</li> <li>• Tecnologia adulta;</li> <li>• Menores interferências eletromagnéticas</li> <li>• Assegurada o equipotencial do sistema;</li> <li>• Seguimento MPP;</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Maior eficiência;</li> <li>• Menor volume;</li> <li>• Instalação CC reduzida;</li> </ul>
<b>Desvantagens</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Perdas no transformador;</li> <li>• Maior volume</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Proteção adicional devido à ausência de isolamento galvânico;</li> <li>• Flutuação do MPP</li> <li>• Maiores interferências eletromagnéticas;</li> </ul>

### 3.3.5 - Configurações dos inversores - esquemas

A configuração como o projetista “vê” a solução para a instalação de inversores pode variar por várias razões, pela opinião que este tenha, na escolha que melhor se enquadrará na instalação pretendida e também, pela atitude com que este eventualmente encare o sistema de produção.

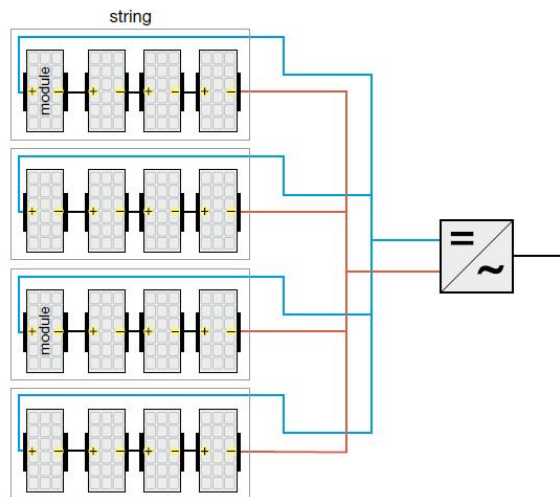
Na escolha do inversor, ou inversores, o projetista terá de indicar se tomar em consideração o sistema como um todo, gerador - inversor - rede, ou como um aglomerado de subsistemas, e neste contexto são definidas as seguintes configurações de inversores:

- **Inversor central:** A conversão de todo o sistema é assegurado por apenas um único inversor;
- **Inversor de fileira:** usado um inversor por fileira;
- **Inversor com módulo integrado:** usado um inversor por módulo;

#### Inversor Central

Os inversores centrais (figura 3.11) proporcionam uma alta eficiência e um elevado coeficiente de rendimento, no entanto o controlo do MPP é limitado, o que implica a utilização de módulos com idênticas características e sujeitos a condições semelhantes de

sombreamento, pois o sombreamento ou falha de uma parte envolve uma redução global do desempenho. Há vantagens económicas decorrentes da presença de um único inversor, em termos de redução do investimento inicial e dos custos de manutenção. A implementação desta tipologia numa central de grande produção conduz a um inversor de grandes proporções e com características superiores, designadamente quanto à sua fiabilidade e qualidade, no entanto, caso ocorra a situação de necessidade de substituição do equipamento o custo associado é bastante significativo. Além disso, na falha do inversor toda a produção é comprometida, daí que esta tipologia está associada normalmente para as baixas potências.



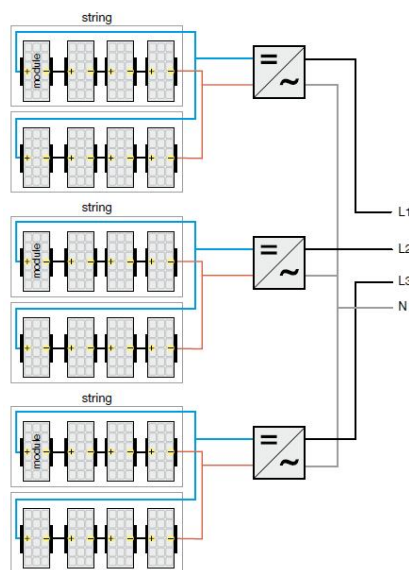
**Figura 3.11** - Tipologia de ligação de um inversor Central.

### Inversor de fileira

Cada fileira de painéis é associada a um inversor (figura 3.12), existindo assim um equipamento por cada unidade de fileira. Esta tipologia permite uma melhor gestão da produção, como um maior número de controlo de pontos de potência (MPP), a possibilidade de aumentar a potência instalada com a inserção de novas fileiras, a redução das perdas por sombreamento e das perdas joule associadas à extensa cablagem de corrente contínua que leva a uma redução de custos e aumento da produção, a continuidade da restante instalação na falha de uma fileira bem como a possibilidade de manutenção individual do inversor.

Por estas razões esta tipologia está normalmente associada às grandes produções, em que a necessidade de substituição do inversor significa um custo menor e uma gestão mais eficiente por painéis.

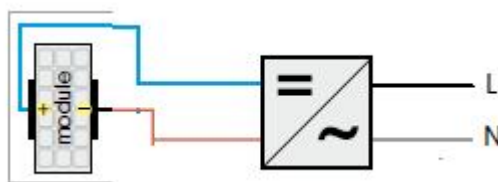




**Figura 3.12** - Tipologia de ligação de um inversor por fileira.

#### Inversor com módulo

Cada módulo possui incorporado o inversor e é utilizado apenas para sistema de muito baixa potência, 50 a 400W, normalmente associado a 1 ou 2 painéis, figura 3.13. Esta tipologia utiliza uma cablagem de secção mais baixa do lado AC, dado que o inversor é ligado à rede a uma tensão de 230V. Esta solução associada a potências consideráveis implicaria um brutal apontamento no custo da instalação devido ao elevado número de inversores presentes.



**Figura 3.13** - Tipologia de ligação de um inversor por módulo.

#### 3.3.6 - Condição de ilha

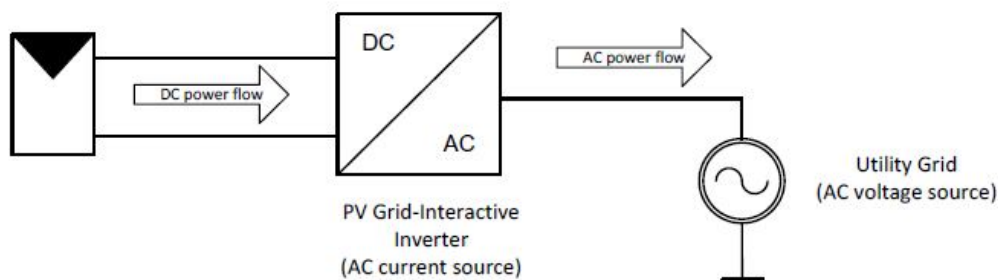
Em inversores ligados à rede, ou seja, em paralelo com a rede, umas das situações a que se deve evitar é a condição de ilha, em que após a ocorrência de um defeito na rede esta fica a uma tensão nula e a produção fotovoltaica continua a alimentar a falha.

A norma IEE 1547.1-2005 define esta ocorrência como:

*“Uma situação em que uma parte de um sistema de energia é alimentado apenas por um ou mais sistemas de energia, através dos pontos de ligação comum associados, enquanto a parte da área do sistema de energia está eletricamente separada do sistema geral”*

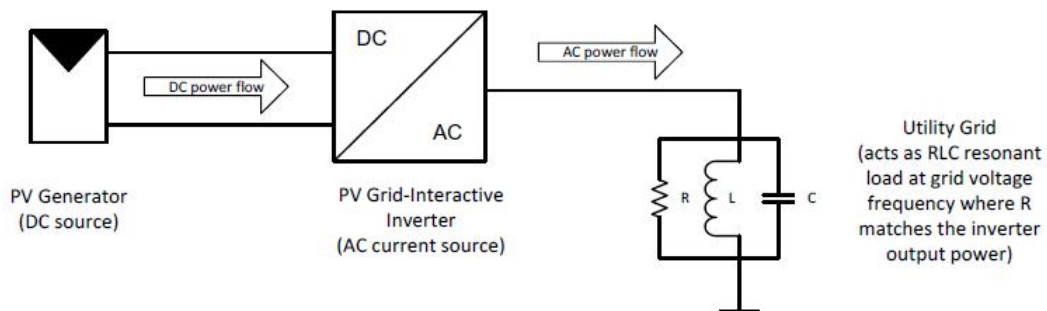
Na norma IEC62116 encontramos ilha como:

*“Estado em que uma parte da rede de distribuição de energia, que contém carga e produção, continua a operar independentemente da restante rede.”*



**Figura 3.14** - Funcionamento normal de um inversor ligado à rede pública.

Na figura 3.14 observa-se o esquema elétrico do inversor funcionando, em paralelo com a rede, como uma fonte de corrente que a alimenta à mesma frequência e amplitude de tensão à da rede. Na situação de ilha, embora a tensão da rede seja nula, a rede será vista como uma carga ressonante RLC, e se a carga resistiva for ajustada à potência produzida é criado o estado de alimentação, figura 3.15.



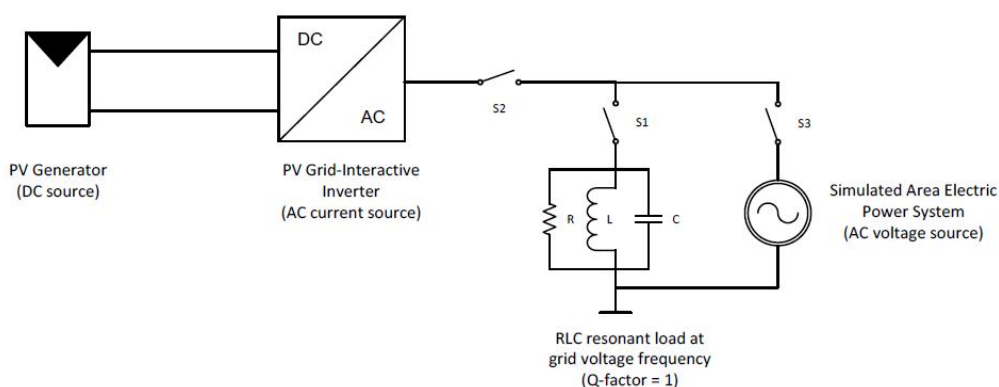
**Figura 3.15** - Funcionamento inversor ligado à rede pública, no estado de ilha.

Esta situação pode ser perigosa principalmente por três razões:

1. Segurança: existe a necessidade de manutenção da rede, esta é desligada e ocorre a situação de ilha, os trabalhadores podem encontrar inesperadamente os cabos carregados quando esperaríamos uma tensão nula;

2. Danificação de equipamentos: em teoria poderá danificar-se o equipamento da instalação em condições divergentes às previstas pelas normas de funcionamento padrão;
3. Falha total da rede: ao fechar o circuito de uma ilha, poderá ocorrer graves problemas no sistema elétrico, ao fazer com que os equipamentos de proteção não detetem o problema.

Devido a estas causas os inversores deverão ser equipados com mecanismos anti-ilha. A norma IEEE 1547,1-2005 estabelece a configuração representada na figura 3.16 para o uso da carga ressoante e frequência encontrada na rede pública.



**Figura 3.16** - Circuito anti-ilha.

O inversor induz uma variação de frequência por uma carga RLC que se alimenta constantemente da rede, detetando a condição de ilha. Na situação normal de funcionamento a energia reativa imposta pela rede não provoca qualquer alteração à frequência nominal, na situação de ilha, a energia reativa da rede provoca um desajuste na frequência causado pela ressonância da carga LC, em que o inversor deteta essa variação e desliga-se da rede automaticamente.

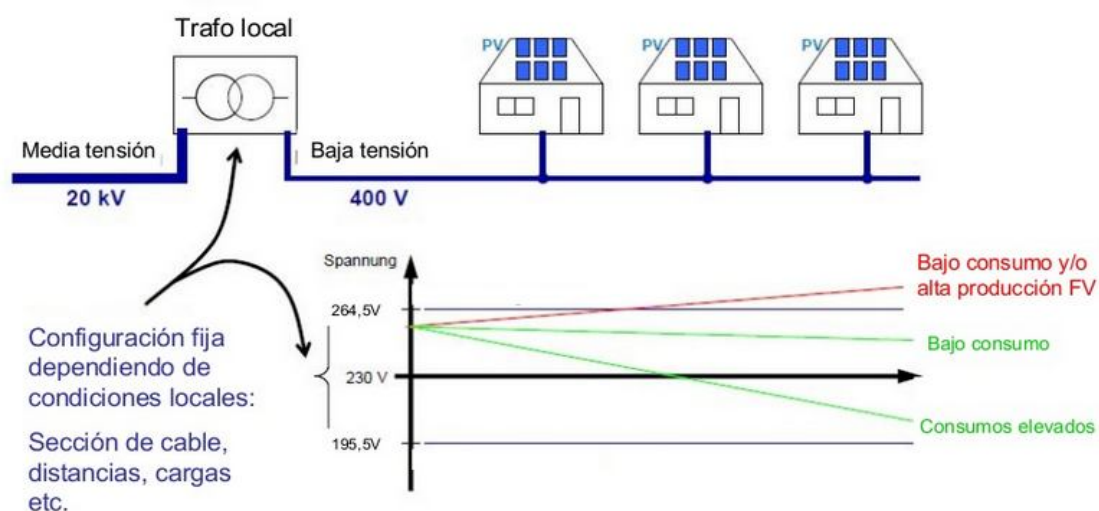
### 3.3.7 - Aquisição do inversor

A seleção do inversor é efetuada de acordo com a potência nominal que a instalação deve gerar, esta relação deve ter em conta as perdas dos módulos, as perdas nas cablagens e a eficiência do inversor. A sua eficiência é a relação entre a potência à saída e a potência à entrada, apresentando resultados entre os 86% e os 96%. Em situações de excesso de produção o inversor deverá ser equipado com um limitador de potência automático.

Entre as considerações já mencionadas deverão ser levados em consideração os seguintes pontos:

- Lado DC:
  - Potência nominal e potência máxima;
  - Tensão nominal e tensão máxima;
  - Corrente nominal e corrente máxima;
  - Variação do MPP sob condições normais de funcionamento;
- Lado AC:
  - Potência nominal e potência máxima;
  - Tensão nominal e tensão máxima;
  - Corrente nominal e corrente máxima;
  - Taxa de distorção harmônica;
  - Intervalo de temperatura;

Havendo a possibilidade de a escolha recair num inversor monofásico ou num inversor trifásico, para a mesma solução em BT, é recomendado a opção do trifásico devido à baixa probabilidade de desconexão com a rede, causada pela variação dos valores nominais de tensão da rede, figura 3.17.



**Figura 3.17** - Flutuação da tensão numa rede rural de distribuição, com presença de produção fotovoltaica.

Devido a linhas de distribuição com grandes distâncias, baixos consumos e tensões relativamente altas a probabilidade de desconexão de um inversor monofásico comparativamente a um trifásico é superior, isto porque, no trifásico a corrente divide-se pelas três fases, e pela lei de ohm, sendo a corrente menor a tensão também será menor, também no trifásico a impedância reduz-se consideravelmente devido à presença dos cabos. No entanto o trifásico é afetado pelo desequilíbrio do sistema, daí ser recomendar apenas na baixa tensão, associado a baixas produções e consumos equilibrados.

### 3.4 - Cablagem

Numa instalação fotovoltaica encontram-se pelo menos 3 tipos de cabo diferentes, cada um com a sua função, os de fileira, o cabo principal DC e o cabo AC, e estes devem assegurar o cumprimento dos limites fixados pela tensão nominal, pela intensidade de corrente máxima admissível, e a minimização das perdas na linha.

A cablagem DC deve ser projetada com extremo cuidado, pois a fraca qualidade dos contatos elétricos poderá levar ao aparecimento de arcos e, conseqüentemente ao risco de incêndio. Para instalações com risco de incidência de descargas atmosféricas, é recomendado o uso de cabos blindados, por razões contra falhas de terra e curtos-circuitos, recomenda-se o uso de cabos monocondutores isolados.

Características das cablagens DC:

- Tensão nominal,  $U_N$ :
  - Normalmente entre 300 a 1000 V;
  - Previstas para a temperatura de -10 °C.
- Corrente admissível,  $I_z$ :
  - De acordo com a norma IEC 60364-7-712;
- Condições ambientais:
  - Suportar temperaturas superiores a 70 °C;
  - Resistência aos raios ultravioletas;
- Quedas de tensão:
  - Queda de tensão máxima de 1%;
  - Quando as distâncias são muito grandes e verifica-se tensões baixas, assume-se uma queda de tensão próxima dos 3%.

Os cabos de fileira são os responsáveis por fazer a ligação elétrica entre os painéis fotovoltaicos e a caixa de junção, e devem ser dimensionados de forma a transportar uma corrente 25% superior à corrente de curto-circuito do gerador. O cabo principal DC tem a função de estabelecer o contato elétrico entre a caixa de junção e o inversor, de acordo também com a norma IEC 60364-7-712.

O cabo AC, como esperado, é responsável por estabelecer a ligação entre a saída do inversor e a rede elétrica através do equipamento de proteção. A ligação é efetuada por um cabo de 2 polos para instalações monofásicas e de 4 polos para trifásicas, pois a rede pública de distribuição em baixa tensão é explorada em esquema de ligação à terra do tipo TN, pelo que o condutor neutro da rede não deverá ser ligado com a terra da unidade de produção.

Todo o dimensionamento da instalação deverá respeitar as regras técnicas de instalações em baixa tensão e o guia técnico das instalações de produção independente de energia elétrica, bem como outros documentos mais à frente referidos.

### 3.5 - Proteções

Tal como o correto dimensionamento da cablagem, o dimensionamento das proteções é um fator de extrema importância para garantir o correto funcionamento da instalação, e como qualquer outra instalação, as instalações elétricas de sistemas fotovoltaicos deverão integrar dispositivos que assegurem a proteção das instalações e das pessoas. O projetista deverá ter em consideração os potenciais riscos e tomar medidas de proteção para os evitar ou minimizar, com equipamentos que passam por fusíveis, disjuntores, diferenciais e descarregadores de sobretensão.

Apesar de a instalação dever respeitar as RTIEBT, existe muito pouca informação específica sobre as proteções para estas instalações, existindo apenas algumas regras recomendadas pelas normas IEC 60364-7-712 e EN 50438.

Para os cabos de fileira são usados fusíveis, designados por fusíveis de fileira, estes devem ser usados apenas para sistemas com 4 ou mais fileiras estando dispensados para os sistemas menores. Com a utilização destes fusíveis é assegurado o isolamento elétrico das fileiras, pois caso ocorra algum defeito em alguma, esta poderá ser isolada.

Segundo a norma IEC 60364-7-712 é exigido um interruptor de corte geral entre os módulos e o inversor, na eventualidade da ocorrência de falhas ou para condução de trabalhos de manutenção e reparação. O interruptor principal DC deve ser bipolar de forma a isolar o circuito positivo e negativo, e por razões de segurança deverá ser instalado diretamente antes do inversor, este equipamento não deve ser operado em carga dado que as correntes DC são mais difíceis de interromper quando comparadas com as correntes AC. De forma análoga, no lado AC, poder-se-á utilizar um interruptor ou disjuntor que seja indicado para uma corrente e tensão adequada.

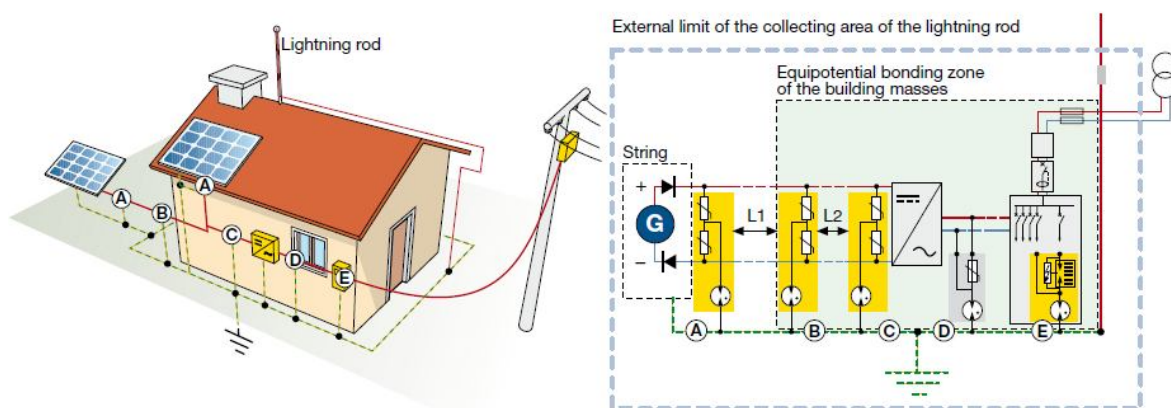
#### 3.5.1 - Ligação à terra e equipotencialização

Na presença de um inversor com transformador de isolamento, a isolamento galvânica é garantida, não sendo necessário ligar à terra de equipotenciais a armação e a estrutura dos módulos desde que estes não estejam na zona equipotencial, não existindo risco de acessibilidade simultânea a partes da instalação com diferentes potenciais. Se a exposição das estruturas requerer uma proteção contra descargas atmosféricas diretas já será necessário a ligação, mesmo na presença do transformador de isolamento, figura 3.18.

Se não existir transformador de isolamento deverá ser instalado um dispositivo universal sensível à corrente residual tanto no lado AC como DC, devendo ser ligados à terra de equipotenciais todas as armações e estruturas da instalação.

O condutor geral de proteção ou de terra deve ser encaminhado através da via mais curta para o eletrodo de terra, devendo ser separado dos restantes cabos elétricos e deve evitar-se formas de ligação que possibilitem gerar correntes de retorno. A prática de ligação à terra do condutor negativo DC deverá ser evitada, devido a maus funcionamentos que podem surgir em determinados tipos de inversores e devido a defeitos de isolamento interno que possam surgir.

A ligação dos inversores à terra deve seguir as regras comuns de ligação de equipamentos elétricos, no entanto, salienta-se que inversores de classe II de isolamento não devem ser ligados.



**Figura 3.18** - Proteções de sistemas fotovoltaicos, solução ABB.

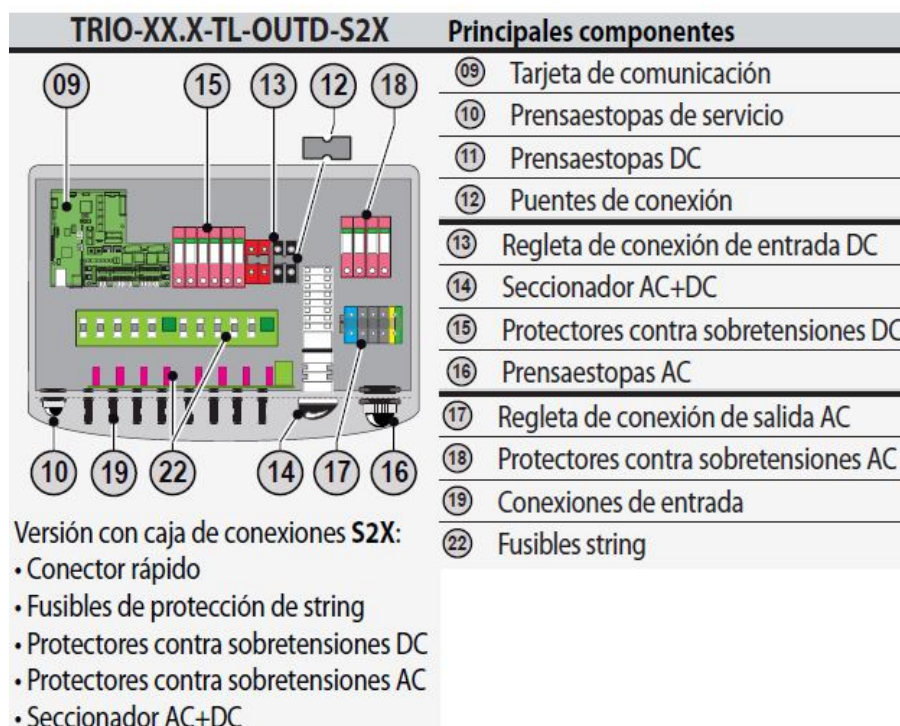
### 3.5.2 - Proteção contra descargas atmosféricas

A proteção contra descargas atmosféricas pode evitar situações desagradáveis, daí a consideração de utilização de dispositivos de proteção ser de extrema importância contra estes efeitos. Devido à sua exposição as instalações estão sujeitas a descargas atmosféricas ou sobretensões provenientes de descargas nas imediações da instalação, em geral, estas instalações não aumentam o risco de vir a ser atingido, no entanto, casos de grandes estruturas colocadas no alto de edifícios ou em pontos altos do terreno poderão implicar algum risco de descarga.

Se existir um sistema de proteção contra descargas, anterior à instalação fotovoltaica, esta deverá ser ligada ao mesmo de uma forma cuidadosa, no entanto, em alguns casos particulares de locais expostos poderá ser necessário a ligação a um sistema próprio de proteção e deverá ser construído de acordo com o que é prescrito no *Guia Técnico de Pára-Raios* editado pela DGE. Normalmente a proteção contra sobretensões é instalada na caixa de junção geral do módulo, em locais expostos a raios, antes e depois do inversor.

Os descarregadores de sobretensão tem por finalidade a proteção da instalação e dos dispositivos eletrónicos, do acoplamento indutivo e capacitivo, assim como da ocorrência de sobretensões na rede elétrica pública. O operador da instalação deverá realizar uma inspeção visual dos descarregadores após uma ocorrência de tempestade, ou no mínimo, a cada seis meses. Caso o local não seja de fácil acesso, a falha dos descarregadores deverá ser sinalizada remotamente.

De salientar que, com o avanço da tecnologia associada aos inversores, estes vêm cada vez mais equipados com proteções, quer de seccionamento, sobreintensidades e sobretensões. O que poderá significar uma redução no equipamento instalado (figura 3.19).



**Figura 3.19** - Principais componentes do inversor *Power-One*, em Évora - Glintt.

### 3.6 - Contagem

É através do contador que é realizada a medição efetiva da produção para entrega à rede pública. Os contadores, independentes da contagem de consumo, deverão ser instalados em local acordado com o distribuidor e devidamente protegidos.

Na contagem é utilizado normalmente um contador bidirecional, com função de telecontagem, que para além da sua principal finalidade, também permitirá identificar a eventualidade de possíveis defeitos.

A escolha do equipamento requererá a prévia autorização pelas entidades competentes. No anexo C encontra-se uma lista dos equipamentos aprovados pela DGEG, para os regimes de microprodução e miniprodução.

### 3.7 - Banco de condensadores

Todos os produtores abrangidos pelo regime ordinário e pelo regime especial para produção de energia (com exceção da miniprodução e da microprodução), com venda total ou parcial à rede em MT, devem, nas horas de ponta de carga, fazer acompanhar o fornecimento de energia ativa de uma quantidade de energia reativa, apurada em intervalos de sessenta minutos.



O custo a suportar corresponderá a uma potência reativa igual a 30% da potência de ligação, para níveis igual ou inferior a 6MW, para as ligações em AT e MT com potência de ligação superior a 6MW, os produtores suportarão, previamente a ligação da instalação de produção à rede, o custo dos equipamentos necessários para produzir a energia reativa, que será pago ao operador da rede.

Assim o produtor em MT, com uma potência de 6MW deverá incorporar e prever nas suas instalações um banco de condensadores de forma a respeitar e produzir as exigências de reativa, visto que a tecnologia fotovoltaica por si não é capaz de responder a esta necessidade.

### 3.8 - Transformador elevador

A necessidade de instalação de um posto de transformação destinado à elevação da produção da baixa tensão para a média tensão, para entrega da energia produzida à rede, será ou não necessária dependendo do tipo de regime de produção e do contrato de compra de energia associado, caso exista.

Segundo o decreto-lei nº 34/2011, alterado e republicado pelo decreto-lei nº 25/2013, no nº 2 do artigo 6.º temos:

*“ A entrega da eletricidade produzida à RESP efetua-se no nível de tensão constante do contrato de aquisição de eletricidade para a instalação de utilização, exceto nos casos de aquisição de eletricidade em média tensão (MT) com contagem em baixa tensão (BT), caso em que a contagem de eletricidade pode ser efetuada neste nível de tensão, com desconto das perdas verificadas no transformador.”*

Mais nos informa o nº 3 e 4 do artigo 19º do mesmo decreto-lei:

*“3 - Para os consumidores de energia elétrica alimentada em média tensão, com contagem de energia em baixa tensão, a ligação da miniprodução pode ser feita em baixa tensão, a montante do contador de consumo.”*

*“4- Nas condições do número anterior deve ser construído um quadro de baixa tensão para a ligação da miniprodução, que permite separar a instalação de produção da instalação de consumo.”*

Dos artigos referidos conclui-se que o produtor terá de adquirir um PT elevador nos casos em que o ponto de consumo associado à central de produção seja abastecido em média tensão com contagem no lado da média e nos casos das grandes produções sem consumo associado, excluindo-se a microprodução e a miniprodução com contagem de consumo na baixa tensão.

Segundo a Matelfe, por norma em Portugal todos os PT's com uma potência igual ou inferior a 630KVA, têm a contagem no lado da baixa tensão, sendo realizada apenas a contagem em média tensão para potências superiores, o que daqui seria fácil deduzir que todas as instalações possuidoras de um PT privado, com uma potência não superior aos 630KVA, poderiam avançar com uma solução de miniprodução até os 250KW sem a necessidade de adquirir um PT para a produção, visto que está previsto a ligação da produção ao PT existente através da implementação de um quadro de produção na baixa tensão, com contagem da produção a montante da contagem de consumo.

No entanto, e segundo as obras executadas pela Matelfe, tal validade não se tem vindo a verificar, a exemplo, no passado foi implementado um PT de 250KVA monobloco (figura 3.20), pela Matelfe numa indústria cerâmica, destinado à assimilação da energia produzida à rede sob o regime de miniprodução, com contagem na baixa tensão, junto a um PT de 630KVA do consumo, cabine alta, também este com contagem na baixa tensão, em que a ligação do monobloco à linha de média tensão é executada através de uma derivação da linha nos apoios da ligação do PT de 630KVA.



**Figura 3.20** - Instalação de um PT monobloco de 250KVA para a ligação de uma miniprodução à rede, junto a um PT cabine alta de 630KVA destinado à alimentação da instalação de consumo.

Contactada a *Associação Portuguesa das Empresas do Setor Fotovoltaico - APESF*, sob a necessidade ou não da instalação de um PT elevador, esta remete que *"não haverá necessidade de um PT para a produção quando existe um PT privado de consumo com contagem em baixa tensão"*, mencionando que a situação anteriormente referida deverá ter ocorrido por má compreensão da legislação aplicável ou por necessidades técnicas que eventualmente possam ter surgido, e que serão particulares a cada instalação.

Segundo a EDP distribuição, *"a instalação de transformadores de tensão na MT tem como principal objetivo assegurar que a instalação de produção é desligada da rede pública, na sequência dum defeito fase-terra que ocorra nesta, através da implementação da função de proteção de máximo tensão homopolar. Caso a proteção de interligação não monitorize a tensão na rede recetora MT, uma solução técnica alternativa passa pela monitorização da tensão na rede privativa BT da instalação de produção, para efeitos de implementação das funções de proteção de mínimo e máximo de tensão e de frequência"*, no entanto esta solução não possibilita a deteção de defeitos fase-terra que ocorram na rede recetora MT. Segundo simulações realizadas, com recurso a uma rede de teste extraída da rede MT à qual se encontra interligada uma instalação de produção fotovoltaica, *"a ocorrência de defeitos fase-terra na rede recetora MT não é detetada pela proteção e interligação a monitorizar a tensão na rede BT, e a implementação da função de proteção de mínimo de tensão na rede BT só possibilita a deteção de defeitos entre fases que ocorram na MT, independentemente de estes envolverem*

ou não a terra". Do qual se retira que na sequencia da ocorrência de defeito fase-terra na rede MT, uma instalação de produção com a proteção de interligação a monitorizar a tensão na rede BT, apenas poderá ser desligada da rede pública após a abertura do disjuntor do painel de saída MT na subestação, assim a EDP propõe que *"as instalações de miniprodução dos escalões I e II, que se venham a ligar à rede MT, incluam o requisito da proteção de interligação monitorizar a tensão na rede recetora MT, de forma a possibilitar a implementação da função de proteção de máximo tensão homopolar"*. (Resultado das simulações no Anexo D).

Como já anteriormente referido, a Matelfe encontra-se a implementar um monobloco compacto em betão armado para posto de transformação e de seccionamento para a integração de um parque fotovoltaico de 1MVA à rede (figura 3.21), sobre o regime de produção em regime especial, e têm-se verificado questões técnicas que seriam de se referenciar na altura da elaboração do projeto, caso este fosse realizado, mas que realmente e infelizmente só surgem na execução da obra.

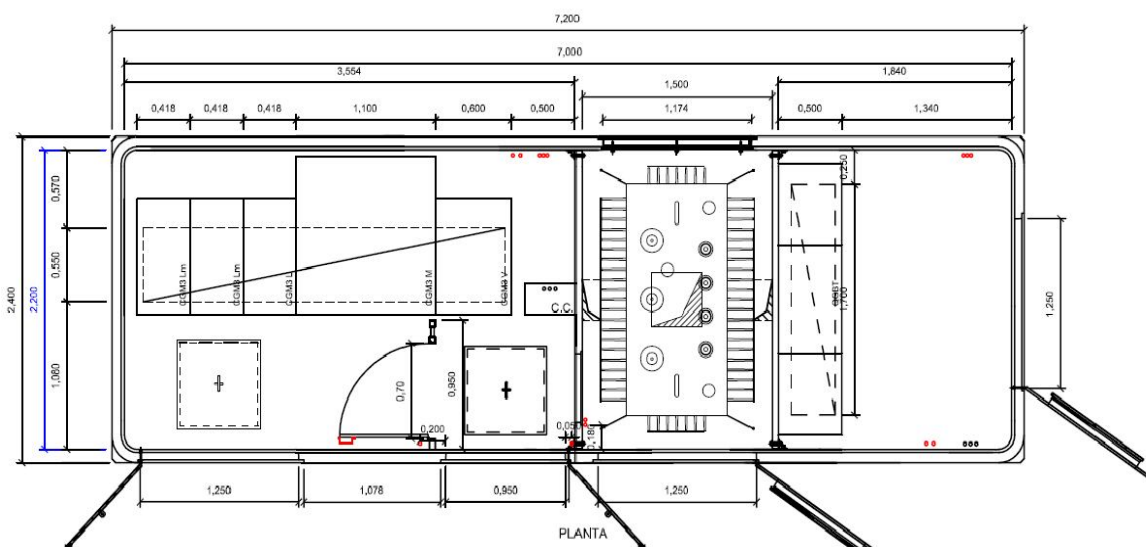


**Figura 3.21** - Instalação de monobloco com posto de transformação de 1.25MKVA e seccionamento, à Glintt, Évora.

Nota-se uma incompreensão, dificuldade e ausência de legislação aplicável por alguns projetos de produções fotovoltaicas, nomeadamente no que diz respeito à topologia de um posto de transformação com a finalidade de injeção de energia à rede, e que só será questionada pela EDP distribuição, o operador da rede, aquando do pedido do paralelo com a rede, o que eventualmente têm levado a grandes discussões e constrangimentos entre os produtores e o operador (situação que se constatou com a *Glintt* e mesmo com outros projetos conhecidos pela Matelfe).

Temos um projeto que tem um investimento associado significativo, está construído e pronto a ligar e o operador da rede informa que conforme está não executa o paralelo com a rede, o investidor não entende. O projetista não assume o erro porque no limite nem sabe o que está errado (desconhecimento da legislação), o investidor vê que o seu projeto está pago, licenciado (pela DGEG), está a cobrar juros e não rende proveitos, surge o descontentamento e a responsabilidade é apontada ao operador, mas depois temos o operador da rede a apresentar e impor a legislação aplicável ao setor, com argumentos sólidos e fundamentados, com bases nos guias técnicos e regulamentos, a apresentar possíveis soluções que normalmente atrasam a ligação e incrementam o custo do projeto, a confusão está instalada.

Desta forma, e com o intuito de apoiar o setor será abordada a topologia padrão de um PT monobloco para produção fotovoltaica, conforme se pode visualizar na figura 3.22.



**Figura 3.22** - Tipologia possível de configuração de um PT para a produção fotovoltaica.

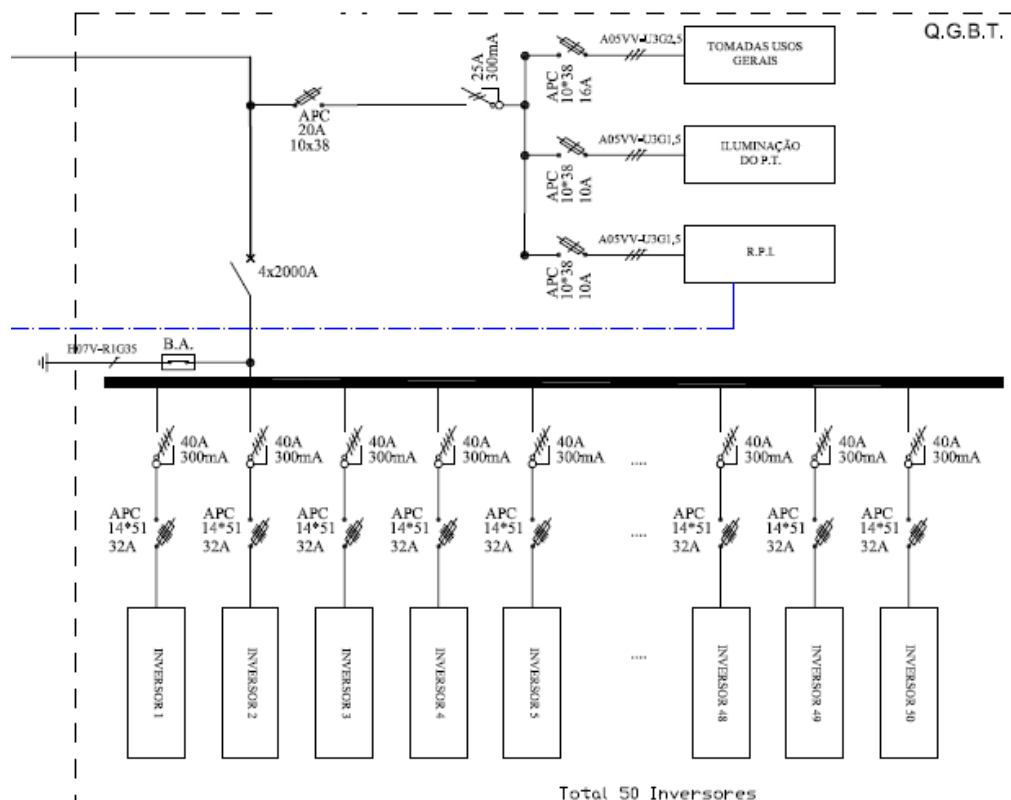
A topologia a se implementar não será obrigatoriamente a do perfil apresentado na figura 3.21, mas os componentes que a constituem, e que serão abordados, deverão ser partes constituintes para uma solução de ligação à rede pública em média tensão.

### 3.8.1 – Quadro geral de baixa tensão.

O Q.G.B.T. (figura 3.23) é instalado para incorporar as chegadas dos inversores descentralizados, quando a ligação deste ao transformador não é direta por serem vários, aqui deverá ser instalado todas as proteções adequadas para as situações de curto-circuito e de sobretensão, apesar de à saída do inversor o cabo AC ser equipado com estes componentes, eventualmente por motivos de falha do sistema ou eventuais ligações à terra o fluxo de potência poderá ocorrer do lado da rede para o inversor e desta forma é aconselhável o reforço destas proteções pelo lado da rede.

Eventualmente poderá ser também necessário instalar componentes que permitam alimentar possíveis circuitos auxiliares, cargas internas ao contentor assim como as cargas associadas a uma possível casa de controlo (figura 3.24).

Será recomendável, apesar da não exigência, de um disjuntor geral que recolha e analise toda o fluxo de energia entregue ao transformador, e que desta forma também limite os limites técnicos permitidos para entrega da energia à rede, sendo mais um reforço na proteção do sistema.



**Figura 3.23** - Esquema elétrico do Q.G.B.T. da Glintt e a sua implementação em Évora.



**Figura 3.24** - Q.G.B.T. - Évora - Glintt.

### 3.8.2 - Transformador

É da responsabilidade do adjudicatário o fornecimento e a instalação do transformador para a elevação da BT para MT (figura 3.25). A instalação/localização do transformador no edifício deverá ser tal que permita fácil acessibilidade, ventilação e manutenção.

O transformador a instalar deverá cumprir os requisitos impostos pela rede, nomeadamente tensão do primário, do secundário, potência e frequência, bem como o a apresentação do boletim de ensaios, onde deverá constar os valores obtidos do ensaio em vazio, em curto-circuito, ensaios dielétricos, medidas de resistências, relação de transformação entre outros.



**Figura 3.25** - Transformador 420 V/ 30 KV - Évora - Glintt.

### 3.8.3 – Cella Disjuntor

Do *Guia Técnico das Instalações Elétricas de Produção Independente de Energia Elétrica*, publicado pela DGEG em 1990, temos:

*“Quando a instalação de produção for ligada a uma rede de MT, AT ou de MAT, o aparelho de interligação, independentemente da tensão a que é feito o paralelo, deve ser disjuntor (disjuntor de interligação) ... No caso das instalações de produção até 100kVA com posto de transformação privativo do tipo rural (PT AS), admite-se, como alternativa, que o aparelho de interligação seja localizado na baixa tensão nas mesmas condições que as relativas às instalações de produção ligadas a uma rede BT. Idêntica permissão pode ser feita no caso de PT normalizados (AL ou CA 1) com transformadores de potências não superiores a 250 kVA.”*

Assim desta forma, será necessário a imposição de um disjuntor, e não de interruptor-seccionador fusível, para a proteção da interligação à rede com as características indicadas no guia anteriormente referido.

A cela disjuntor (figura 3.26) deverá permitir ser comandada à distância, a sua abertura deve ser comandada por uma bobine de disparo e o seu rearme feito por intermédio de um motor, e uma vez que esta será integrada na rede de distribuição, a cela deverá ser certificada pela empresa distribuidora, a EDP.



**Figura 3.26** - Cella disjuntor - Évora - Glintt.

Está prevista também a implementação de uma segunda bobine, designada por bobine de mínima tensão, para incorporar no sistema a desligação em caso de avaria interna à instalação - *watchdog* - modernas proteções multifuncionais digitais dispõem, em regra, de sistemas de verificação interna da boa execução dos programas e da operacionalidade dos componentes eletrónicos essenciais que, quando detetam a impossibilidade de continuar a disponibilizar as funções essenciais de proteção, abrem um contacto de comando normalmente fechado que se designa por “cão de guarda”, esse contato também abre em caso de paragem pura e simples de operação devida à falta de alimentação auxiliar. Para que a proteção proteja efetivamente a rede pública das avarias esta deve ser desligada da rede, sendo alimentado pela rede de serviços auxiliares em corrente contínua através de uma fonte de alimentação. Para a alimentação DC da bobine watchdog esta prevista a instalação de uma fonte de corrente associada a uma UPS que é alimentada pelos circuitos auxiliares do QGBT.



### 3.8.4 – Relé de proteção de interligação

Deverá ser instalado, no lado da média tensão, na zona do produtor mas de livre acesso ao operador da rede de distribuição um relé para a proteção da interligação (figura 3.27). A regulação do relé será feita de acordo com a parametrização indicada no guia técnico da DGEG e de acordo com o operador da rede, a programação é da responsabilidade do adjudicatário.

Este equipamento deverá assegurar as seguintes funções:

- Máxima e mínima tensão;
- Máxima tensão homopolar;
- Máximo de corrente instantânea;
- Máximo de corrente temporizado;
- Máximo e mínimo de frequência;



**Figura 3.27** – Relé para a proteção da interligação - Évora - Glintt.

No caso de uma situação que viole os parâmetros acima indicados, o relé enviará um sinal à bobine de disparo da cela disjuntor com a indicação de abertura para isolamento da produção.

### 3.8.5 – Cella de contagem - transformadores de medição

Os transformadores de medição (figura 3.28), deverão possuir características adequadas ao local onde forem montados, satisfazer a norma EN 60044-1 para os transformadores de corrente e, a norma EN 60044-2 para os transformadores de tensão e, ainda as condições particulares exigidas, nomeadamente um terceiro enrolamento no transformador de tensão para a medida da componente homopolar.





**Figura 3.28** - Transformadores de corrente e de tensão para contagem em MT - Évora - Glintt.

### 3.8.6 - Cella de seccionamento e corte.

O seccionamento terá como finalidade receber a energia proveniente dos postos de transformação e encaminhá-la para a rede elétrica, e é instalado no recinto público com acesso exclusivo à distribuidora.

A topologia adotada dependerá do que é exigido pela topologia da rede, numa rede ramificada, em antena, só será necessário uma única cela interruptora-seccionador motorizada a 48 V DC, designada por entrada/saída, na rede em anel será necessário duas celas interruptoras-seccionadores motorizadas a 48 V DC, uma para a entrada e outra para a saída (figura 3.29).

O corte, implementado pela cela de corte, aponta o ponto de ligação entre a rede pública de distribuição e o promotor, devendo assegurar a tensão de serviço, corrente de serviço e poder de corte indicado pelo operador da rede.



**Figura 3.29** - Celas interruptores-seccionadores - Évora - Glintt.

### 3.8.7 - Quadro de contagem

Armário de contagem onde estará instalado o contador de energia principal, é da responsabilidade do adjudicatário o fornecimento e instalação do quadro de contagem garantindo a contagem de energia que deverá estar de acordo com o *Guia de Medição, Leitura e Disponibilidade de Dados*, aprovado pela *Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos*.

No armário serão instalados os contadores (figura 3.30), a unidade remota de telecontagem, a caixa de terminais de ligação e de ensaio, relés de isolamento galvânico (quando existirem para eventual retransmissão de impulsos) e régua de terminais, em calha normalizada, para as retransmissões referidas anteriormente e para os cabos telefónicos.



**Figura 3.30** - Armário de contagem - Évora - Glintt.

### 3.8.8 - Comutador de regime especial

Para a realização de trabalhos em tensão na rede de média tensão é indicado pela legislação a instalação de um comutador físico ou virtual (figura 3.31), encravável pelo distribuidor para um regime especial ou normal de exploração. Basicamente trata-se de um comando de contacto acionado por uma chave de dois estados, ou se encontra na posição de regime normal ou na posição de regime especial, em regime normal a chave é encrava de forma a não se poder retirar, em regime especial a chave liberta-se para que o técnico que realizar os trabalhos em tensão possa transportar a chave consigo e assim garantir que o regime não seja alterado. O acionamento do regime especial de exploração aponta os tempos de todas as proteções para zero, ou seja, a parametrização do relé na atuação das proteções que por norma têm uma sequência de acionamento, em alguns segundos e previstos na legislação, passa a ser nula em todos os seus parâmetros e desta forma ao mínimo defeito que as proteções detetem estas são imediatamente acionadas.



**Figura 3.31** - Comutador de regime especial - Évora - Glintt.

## 3.9 - Outros equipamentos

Na instalação de uma produção fotovoltaica também se poderão encontrar os seguintes equipamentos:

- Contatos auxiliares;
- Tubos para canalizações elétricas;
- Caixa de ligações de módulos fotovoltaicos;
- Díodos de desvio e díodos de fileira;
- Estrutura metálica de suporte dos módulos;
- Portinhola;
- Quadros elétricos;
- Entre outros equipamentos e componentes elétricos;

# Capítulo 4

## Legislação e normas aplicáveis

### 4.1 - Evolução histórica da legislação em Portugal

A produção de energia proveniente de fontes renováveis, na figura de pequenos ou grandes produtores, está presente desde há muitos anos no ordenamento jurídico português. Em 1988 o **decreto-lei nº 189/88**, de 27 de Maio, regulou a atividade de produção de energia elétrica mediante a utilização de recursos renováveis, estabelecendo na legislação portuguesa o primeiro “*Regulamento para Autorização das Instalações de Produção de Energia Eléctrica Integradas no Sistema Eléctrico Independente e Baseadas na Utilização de Recursos Renováveis*” que previu a produção de energia abaixo ou acima dos 1 MW e a respetiva remuneração mediante o anexo I e o anexo II. Mais tarde em 1999, a execução de compromissos internacionais resultantes da implementação da *Convenção Quadro das Nações Unidas para as Alterações Climáticas* e do *Protocolo de Quioto* foi publicado o **decreto-lei nº168/99**, de 18 de Maio, que deu um novo impulso ao desenvolvimento dos recursos renováveis, contribuindo para uma mais ampla utilização das fontes endógenas de energia e permitindo uma maior articulação entre as políticas da energia e do ambiente.

Naturalmente com os avanços tecnológicos, com o surgimento de novos conceitos de produção e com novos requisitos impostos aos governos, a legislação portuguesa tem editado e republicado vários decretos que tendem a acompanhar o panorama da produção de energia proveniente das fontes renováveis, desde o **decreto-lei nº 313/95**, de 24 de Novembro, que estabeleceu o exercício da atividade de produção de energia por pessoas singulares ou coletivas, públicas ou privadas, independentemente da forma jurídica que assumam.

O **decreto-lei nº 312/2001** de 10 de Dezembro publica as condições de acesso à rede, instituindo instrumentos legais e mecanismos que possibilitem o aproveitamento dos referidos recursos mediante uma gestão racional e transparente da rede pública, oferecendo uma capacidade de receção que responda adequadamente aos pedidos de entrega de energia.

O **decreto-lei nº339-C/2001** de 29 de Dezembro introduz alterações ao estabelecimento de uma remuneração diferenciada por tecnologia e regime de exploração, atribuindo destaque

apropriado à energia das ondas e à energia solar fotovoltaica proporcionando condições indispensáveis para a concretização de projetos.

O **decreto-lei nº68/2002** de 25 de Março com bases no *Programa E4 - Eficiência Energética e Energias Renováveis*, propõe potenciar os recursos endógenos e aumentar a eficiência energética com a modernização tecnológica do sistema energético nacional. Surge em Portugal a figura de produtor-consumidor de energia elétrica em baixa tensão destinada predominantemente a consumo próprio, sem prejuízo de poder entregar a produção excedente a terceiros ou à rede pública. Para além de enquadrar a respetiva atividade este diploma também estabelece o regime dos direitos e dos deveres dos produtores-consumidores, um sistema remuneratório aplicável à entrega de excedentes à rede num nível incentivador proporcionando receitas que justifiquem o investimento.

O **decreto-lei nº 33-A/2005** altera o regulamento de remuneração de energias endógenas atualizando os valores constantes da fórmula de remuneração, garantindo a respetiva remuneração por um prazo considerado suficiente para permitir a recuperação dos investimentos efetuados e expectativa de retorno económico.

O **decreto-lei nº 225/2007** de 31 de Maio que acreditando que a aposta na Microgeração passa pela criação de uma tarifa específica para centrais fotovoltaicas quando instaladas em edifícios de natureza residencial, comercial, de serviços ou industrial, concretiza um conjunto de medidas ligadas às energias renováveis previstas na estratégia nacional para a energia de 2005, nomeadamente a republicação do anexo II do decreto-lei nº189/88.

O **decreto-lei nº 363/2007** de 2 de Novembro avança com o regime simplificado aplicável à microprodução de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência, vulgarmente conhecido por renováveis na hora, conforme previsto no *Programa de Simplificação Administrativa e Legislativa SIMPLEX 2007*. Assim o presente decreto-lei vem simplificar significativamente o regime de licenciamento estabelecido pelo decreto-lei nº 68/2002, é criado o *Sistema de Registo da Microprodução* que integra uma plataforma eletrónica de interação com os produtores e dois regimes de remuneração, o regime geral e o bonificado.

O **decreto-lei nº118-A/2010** de 25 de Outubro com novos objetivos para incentivar a produção descentralizada em baixa tensão por particulares criando condições para produzir mais eletricidade, passando a ser obrigatório para a generalidade dos comercializadores que fornecem a eletricidade, comprarem a eletricidade microgerada. Efetua a republicação ao regulamento de produção de pequena potência previsto no decreto-lei nº363/2007.

O **decreto-lei nº 132-A/2010** de 21 de Dezembro estabelece o regime para a atribuição de 150 MVA de capacidade de receção de potência à RESP para a produção de energia proveniente de centrais solares fotovoltaicas, incluindo a tecnologia solar fotovoltaica de concentração. A iniciativa vem dar espaço ao aproveitamento centralizado associado a potências superiores às previstas na miniprodução.

O **decreto-lei nº34/2011** de 8 de Março vem instituir o regime jurídico aplicável à produção de eletricidade por intermédio de instalações de pequena potência, designadas por unidades de Miniprodução, que complementa o regime de microprodução. O novo regime define unidade de miniprodução como uma instalação baseada numa só tecnologia de produção e cuja potência máxima atribuível para ligação à rede é de 250kW, estabelece que a miniprodução não pode exceder 50% da potência contratada e que podem exercer qualquer entidade que detenha um

contrato de fornecimento de eletricidade com consumos relevantes na sua instalação. O regime remuneratório de miniprodução baseia-se no regime geral e no bonificado.

## 4.2 - Atual legislação

Atualmente a legislação que se aplica para novos projetos de produção de energia renovável a partir de fontes solares, quer nos regimes de microprodução e miniprodução, quer para grandes produções resume-se a republicações dos vários decretos e regulamentos anteriormente referidos, o que dificulta todo o regime jurídico aplicado às fotovoltaicas.

No entanto, os mais recentes decretos-lei publicados, o **nº 215-B/2012** e o **nº 25/2013**, são o ponto de chegada de toda a legislação aplicável, nele encontramos as últimas republicações, aditamentos e revogações aplicados ao regime jurídico em vigor.

- **Decreto-lei nº 215-B/2012:** surge da sequência do *Memorando de Entendimento sobre as Condicionalidades de Política Económica entre o Estado Português, a Comissão Europeia, o Banco Central Europeu e o Fundo Monetário Internacional* relativamente à conclusão do processo de liberalização do setor da eletricidade. O decreto vem ditar as alterações ao decreto-lei nº172/2006 que estabelece o regime jurídico aplicável às atividades integrantes do SEN, relativamente à atividade de produção, alteram-se os conceitos de produção em regime ordinário e em regime especial, contemplando a produção através de recursos endógenos em regime remuneratório de mercado. Neste contexto o decreto consolida toda a legislação dispersa relativamente à produção em regime especial, nomeadamente a produção fotovoltaica, com a republicação do decreto-lei nº 172/2006, excluindo-se deste os regimes abrangidos pela microprodução e pela miniprodução para legislação própria.
- **Decreto-lei nº 25/2013:** dita uma intenção do Governo em iniciar um processo de revisão dos regimes jurídicos da **microprodução e miniprodução**, tendo em vista as regras comuns para o mercado interno de eletricidade que complementam a transposição da Diretiva nº2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho. Assim o presente decreto-lei altera ambos os regulamentos jurídicos de microprodução e de miniprodução, cometendo apenas ao comercializador de último recurso ou ao comercializador de último recurso exclusivamente em baixa tensão a obrigação de celebrar com os microprodutores e os miniprodutores contratos de compra e venda da eletricidade produzida, independentemente do regime remuneratório aplicável e sem prejuízo da diferenciação de tarifários aplicáveis. São republicados ambos os regulamentos que definem os regimes de produção, o de microprodução com alteração do decreto-lei nº363/2007, e o de miniprodução com alteração do decreto-lei nº34/2011. As remunerações quer para

a miniprodução quer para microprodução estão sujeitas permanentemente a tarifas publicadas em despachos, podendo esses valores alterarem-se consoante disposições impostas pelo governo em exercício

Conjugado à legislação, é importante a atenção a todas as portarias e despachos publicados quer pelo governo quer pela DGEG, principalmente às remunerações aplicáveis e às regras de ligação à rede pública.

No caso da produção em regime especial, a **portaria nº 237/2013** de 24 de Julho vêm dar seguimento ao decreto-lei nº 215-B/2012 no que respeita ao *“regime jurídico do procedimento de comunicação prévia relativo à atividade de produção de eletricidade em regime especial, bem como as regras aplicáveis à emissão, alteração, transmissão e extinção do ato de admissão da comunicação prévia”*.

A **portaria nº243/2013** de 2 de Agosto *“estabelece os termos, condições e critérios de atribuição da reserva de capacidade de injeção de potência na rede elétrica de serviço público, bem como o licenciamento da atividade de produção de energia elétrica no âmbito do regime especial de remuneração garantida, respetivos prazos de duração, condições de manutenção e de alteração”*.

Recentemente, o despacho emitido pela DGEG a 26 de Dezembro de 2013, vem estabelecer as novas tarifas de referência para o ano 2014, para todas as produções fotovoltaicas.

### 4.3 - Normas, regulamentos e guias.

As normas orientadas para o setor fotovoltaico são deliberadas para a qualidade e certificação dos equipamentos, que normalmente têm de ser asseguradas pelos fabricantes. Desta forma a legislação impõe que a instalação seja realizada com a implementação de equipamentos certificados. A conceção em si da instalação deverá respeitar as normas de dimensionamento e proteções de uma instalação elétrica, bem como as exigências impostas de ligação à rede, normas de segurança e boas práticas no trabalho.

A regulação do setor fotovoltaico, com venda da energia elétrica à rede, está a cargo da *Direcção Geral de Energia e Geologia (DGEG)*. Nas ligações de produtores às redes os valores orçamentados são determinados pela *EDP Distribuição*.

De notar, em especial as produções que implicam a ligação à rede de distribuição em MT, que sobre a DGEG está apenas colocado o requisito de que estão asseguradas as condições legais previstas, técnico responsável e validação dos regulamentos a observar, e que a funcionalidade técnica é mesmo da responsabilidade do designado *Operador da Rede*, a EDP, esta condição está prevista na **portaria nº 596/2010**, com a publicação do *Regulamento da Rede de Distribuição*, e normalmente é desconhecida pela maioria dos projetistas, o que causa habitualmente conflitos na hora de ligação da produção à rede, apesar do projeto estar licenciado pela DGEG a EDP têm o direito de recusar a ligação, convocando falhas técnicas na instalação, nomeadamente no que diz ao respeito ao ponto de interligação com a rede (tal situação foi verificada com alguns clientes da Matelfe, como o caso da Glintt). Desta forma é extremamente importante o conhecimento de toda a legislação, regulamentos e guias

associados a este setor, para que os projetistas, os produtores e o operador da rede estejam sincronizados na mesma linha de orientação para a produção fotovoltaica em Portugal.

Seguidamente será apresentada uma lista de algumas normas aplicadas com base na acreditação de acordo com DIN/EN/ISSO/IEC 17025 ou IECCE, relativamente aos equipamentos:

- IEC EN 61215 - Projeto de qualificação e homologação de células silício cristalino;
- IEC EN 61646 - Projeto de qualificação e homologação de células finas;
- IEC EN 61730 - Fotovoltaica, qualificação, segurança e requisitos para a construção;
- IEC EN 62108 - Projeto de qualificação e homologação de concentração fotovoltaica;
- IEC EN 61701 - Testes de corrosão em módulos fotovoltaicos;
- DIN 18.800 - Certificação de soldagem ;
- NP EN 50160 - Qualidade de energia elétrica fornecida à rede;
- IEEE 1159 - Recomendações práticas para a monitorização da qualidade de potência;
- IEEE 1547 - Requisitos técnicos de interligação de sistemas distribuídos à rede;
- EN 50438 - Conexão de produção renovável à rede BT;
- EN 50110-1, 1996 - Trabalhos em instalações elétricas;
- EN 50438 - Requisitos para a ligação de microprodutores em paralelo com a rede de distribuição de baixa tensão;
- CEI 479-1 e 479-2 : 1994 - Efeitos da corrente elétrica sobre o corpo humano;
- CEI 529, 1989-1 - Índices de proteção dos invólucros dos equipamentos e materiais elétricos;
- CEI 536, 1976 - Classificação dos equipamentos elétricos quanto à proteção contra choques, em caso de defeito de isolamento;

Regulamentos e guias adotados:

- RSIUEE - Regulamento de Segurança de Instalações de Utilização de Energia Elétrica (Decreto-Lei nº 740/74, de 26/12);
- RSICEE - Regulamento de Segurança de Instalações Coletivas de edifícios e Entradas (Decreto-Lei nº 740/74, de 26/12);
- RSRDEEBT - Regulamento de Segurança de Redes de Distribuição de Energia Elétrica em Baixa Tensão (Decreto Regulamentar nº90/84, de 26/12);
- RTIEBT - Regras Técnicas das Instalações Elétricas de Baixa Tensão;
- RRT - Regulamento da Rede de Transporte (portaria nº596/2010, 30/07);
- RRD - Regulamento da Rede de Distribuição (portaria nº596/2010, 30/07);
- Guia Técnico das Instalações de Produção Independente de Energia Elétrica (DGEG-1990);
- Guia Técnico de Pára-Raios;



- Guia de Aplicação de Equipas de Contagem BTN - EDP;
- Guia de Manutenção de Postos de Transformação - EDP;
- Guia Técnico de Terras - EDP;
- Manual de Ligações à Rede Elétrica de Serviço Público;
- Ligação de Clientes de Baixa Tensão - EDP;
- Instalações AT e MT, Postos de Transformação pré-fabricados - EDP;
- Transformadores de Medida, Transformadores de Tensão MT e de 60kV - EDP;
- Transformadores trifásicos de média/baixa tensão - EDP;
- Materiais para Derivações e Entradas BT, Portinholas de consumo/produção - EDP;
- Materiais para Redes, Aparelhagem AT e MT - EDP;
- Trabalhos em Tensão - EDP;
- Redes - Linhas, Conectores para Linhas MT - EDP;
- Postos de Transformação de Clientes - EDP;
- Instalação Descarregadores Sobre-tensão - EDP;

# Capítulo 5

## Regimes de produção fotovoltaica

### 5.1- Microprodução

Produção de eletricidade a partir de recurso solar, mediante a utilização de uma unidade de instalação monofásica ou trifásica, em baixa tensão, com potência de ligação até 5,75kW individual ou 11,04kW em condomínios que integrem seis ou mais frações, tendo que ter por base uma só tecnologia de produção, no caso a fotovoltaica.

A microprodução é a produção de energia em pequena escala.

#### 5.1.1 - Conceito

Um particular ou um condomínio pode ser um pequeno produtor de energia elétrica a partir do aproveitamento de energia solar. A implementação de painéis fotovoltaicos permite a produção de energia que é compatibilizada com a energia da rede através de um inversor. Esta energia é depois contabilizada num contador de produção que mede toda a energia produzida que é injetada na rede, podendo desta forma ser vendida ao comercializador com o qual se celebra o contrato de compra e venda de eletricidade.

Normalmente a unidade fotovoltaica é adquirida como um Kit, ou seja, estipula-se a potência a produzir e o mercado responde com uma solução padrão que engloba todos os componentes necessários para a execução da instalação, inclusivamente a mão-de-obra, sendo um processo simples de aquisição e sem necessidade de qualquer projeto de engenharia.

#### 5.1.2 - Acesso à atividade

Para se ser um produtor em microprodução é necessário obedecer a determinadas condições adiantadas pela legislação em vigor, como:

- Ser cliente em baixa tensão dispondo de uma instalação de utilização de energia elétrica, com consumo efetivo, e titular de contrato de compra e venda com um comercializador de energia elétrica.
- A potência da unidade a instalar não ser superior a 50% da potência contratada.
- Registo na plataforma renováveis na hora, no SRM em [www.renovaveisnagora.pt](http://www.renovaveisnagora.pt), e subsequente obtenção de certificado de exploração da instalação.
- Pagamentos das taxas de registo
- Acesso condicionado à ligação a um posto de transformação cujo somatório da potência dos registos aí ligados ultrapasse o limite de 25% da potência do respetivo posto de transformação.

No âmbito do exercício o produtor tem direito a estabelecer uma unidade de produção por cada instalação de utilização, ligar a unidade após celebração de contrato de venda e obtenção de certificado de exploração bem como o direito à venda total da eletricidade produzida. O produtor deverá também cumprir com os deveres de produtor previsto na legislação, nomeadamente prestar à DGEG, ao comercializador de último recurso e ao operador da rede de distribuição todas as informações que lhe sejam solicitadas.

### 5.1.3 - Entidades instaladoras

A atividade de instalação de unidades de produção é desenvolvida por entidades instaladoras de microprodução e depende do seu registo no SRM, como empresários em nome individual ou sociedade comerciais com alvará emitido pelo InCI para a execução de instalações de produção de eletricidade, devendo dispor de um técnico responsável pela execução de instalações elétricas de serviço particular.

### 5.1.4 - Remuneração e faturação

O produtor têm acesso a dois regimes remuneratórios distintos, o regime geral e o regime bonificado. Para o bonificado a potência de ligação não deverá ser superior a 3,68kW, ou 11,04kW no caso dos condomínios, e o local de consumo deverá dispor de coletores solares térmicos com um mínimo de 2 m<sup>2</sup> de área útil ou de caldeira a biomassa com produção anual de energia térmica equivalente, todos os produtores que não obtenham acesso a estas condições são considerados no regime geral.

#### Regime geral

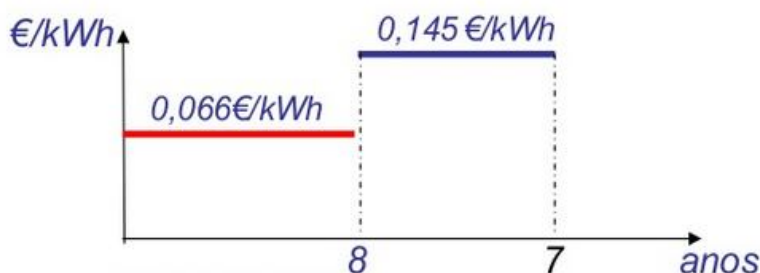
Os produtores enquadrados neste regime poderão optar por vender a sua produção de energia diretamente a mercados organizados ou mediante a celebração de contratos bilaterais, devidamente comunicados ao comercializador de último recurso e ao SRM, sendo uma decisão

definitiva e sem retorno e, desta forma, o comercializador de último recurso fica desobrigado de adquirir a energia produzida.

Na situação de venda ao comercializador de último recurso a remuneração dá-se de acordo com a fórmula do nº2 do artº 10 do decreto-lei 363/2007 com alteração dada pelo decreto-lei nº25/2013, o que se traduz num preço de venda normalmente semelhante ao preço da tarifa de compra com o comercializador.

#### Regime bonificado

Neste regime o produtor é remunerado com base na tarifa de referência que vigora à data da emissão do certificado de exploração, com uma durabilidade de 15 anos subdividido em um período de 8 anos e um período de 7 anos. Mediante despacho emitido pelo DGEG é divulgado no SRM até 31 de Dezembro de cada ano o valor da tarifa de referência. Para 2014, por despacho da DGEG de 26 de Dezembro de 2013, o valor da tarifa para a tecnologia fotovoltaica é de € 66/MWh no primeiro período e de € 145/MWh no segundo período (figura 5.1), um decréscimo de 66% em relação ao ano de 2013.



**Figura 5.1** - Tarifas para microprodutores com registros de 2014.

Em ambos os regimes o pagamento é feito diretamente ao produtor por transferência bancária, e no caso em que o produtor tenha obtido financiamento bancário para a aquisição de equipamento este poderá, de acordo com o banco, amortizar o financiamento diretamente pelo comercializador até ao máximo de 85% do valor da receita de venda da eletricidade produzida. Para um rendimento anual de produção de energia inferior a 5000€ o rendimento é excluído de tributação em IRS.

Porém a 13 de Novembro de 2012, o então secretário de estado da energia Artur Trindade, anunciou uma futura revisão à fiscalidade da microprodução onde esta deixaria de ser tratada como uma empresa e passaria a igualar-se a um negócio de aluguer de imóveis. Artur Trindade afirmou durante a conferência sobre *"Perspetivas e desafios para o setor elétrico"* que *"a Microgeração é um segmento de negócio que merece reflexão, devendo a mesma ser encarada uma jazida de produção renovável e de eficiência energética, ao mesmo tempo que se deve equacionar o seu tarifário"* defendendo que *"os consumidores reduzem a sua fatura ao produzirem eles a sua própria energia, no entanto, os custos do sistema elétrico nacional permanecem e passam a ser repartidos por um menor número de utilizadores, com impacto no preço final"*, e desta forma com a finalidade de salvaguardar o consumidor não produtor,

segundo o Governo, os incentivos à produção de energia descentralizada deverão sofrer uma reforma.

### 5.1.5 - Registo e ligação à rede

O registo à produção em microprodução como já referido é realizado na plataforma do SRM, este deverá assegurar nomeadamente a, autenticação dos utilizadores de forma a acederem a toda a informação disponível, o preenchimento e entrega de todos os elementos necessários, a liquidação de todas as taxas previstas e o tratamento de inspeção e reinspeção.

As fases do procedimento de registo no SRM acompanharão a seguinte serie temporal:

1. Inscrição do promotor: criar nome, obter uma palavra-chave em [www.renovaveisnatura.pt](http://www.renovaveisnatura.pt) e respetivo pagamento de taxa;
2. Validação: aprovação do pedido de produção e atribuição de potência de ligação à rede pública;
3. Instalação e inspeção: chegada a esta fase o promotor terá 120 dias para concluir os trabalhos de instalação e solicitar uma inspeção, tornando o registo definitivo com a emissão do respetivo certificado de exploração.
4. Celebração de Contrato: o promotor deverá selecionar o comercializador com quem deseja celebrar o contrato de compra e venda de energia elétrica, esta fase deverá estar concluída 10 dias após a emissão do certificado.
5. Ligação à rede: O SRM, a par da emissão de certificação de exploração dá a conhecer ao operador da rede de distribuição a intenção do produtor, e após a celebração de contrato, o comercializador num prazo de 10 dias comunica ao operador da rede para proceder à respetiva ligação da unidade de produção, este terá um prazo de 10 dias para efetuar os trabalhos.
6. Produção: após a ligação à rede e comunicação ao SRM a unidade de produção poderá ser ativada, ficando sujeita à monitorização e controlo pela entidade responsável pelo SRM, de forma a verificar as condições de proteção da ligação à rede e as características da instalação previstas no registo, devendo o produtor facilitar o acesso às respetivas instalações.

A contagem da produção de eletricidade deve ser colocada em local de livre acesso, sendo feita por telecontagem mediante contador bidirecional, ou contador que assegure a contagem líquida dos dois sentidos, independente do contador de consumo. O Controlo de certificação dos equipamentos deverá ser comprovada pelos fabricantes, importadores, seus representantes e entidades instaladoras junto do SRM de acordo com o sistema nº5 da ISSO/IEC.

Esquemas com soluções de ligações indicados no anexo A.

## 5.2 - Miniprodução

Produção de eletricidade a partir de recursos renováveis baseada em uma só tecnologia de produção cuja potência de ligação à rede seja igual ou inferior a 250 kW.

A miniprodução é a produção descentralizada de energia em pequena-média escala.

### 5.2.1 - Conceito

Sendo a tecnologia fotovoltaica uma tecnologia modular, construção por módulos, a tecnologia da microprodução e da miniprodução em pouco difere, quer em unidades de alguns kW quer em grandes centrais de MW a estrutura base é semelhante, produção de energia elétrica a partir de painéis fotovoltaicos que é harmonizada à rede através de um inversor, com a finalidade de obter retornos financeiros.

A legislação prevê que a miniprodução requeira consumos significativos, daí se orientar para empresas, complementando assim o regime da microprodução orientado para os consumos residenciais. No seguimento deste ponto, de grandes consumos, a miniprodução também vem incorporada de medidas de eficiência energética que mais à frente serão discutidos, como forma de redução de consumo da energia e proteção do ambiente.

No entanto a miniprodução, bem como qualquer outro projeto de expressivo investimento, requer um conjunto de particularidades que necessitam de uma análise mais cuidada e aprofundada comparativamente à microprodução. A contrário desta, na miniprodução não existem kit's de instalação sendo necessário desenvolver projetos de engenharia para a sua implementação, com base na análise de fatores de dimensionamento e respetivos impactos, complementado com um estudo de viabilidade tecnológica, económica e financeira da solução a apresentar.

### 5.2.2 - Acesso à atividade

Pode exercer a atividade de miniprodução todo aquele que cumprir com os seguintes requisitos:

- Titular de contrato de compra e venda de eletricidade com um comercializador, ou, entidade terceira que ao abrigo de contrato escrito, esteja autorizada pelo titular do contrato referido.
- A unidade de produção seja instalada no local de consumo servido pelo contrato de compra, e a sua potência de ligação não seja superior a 50% da potência contratada para o consumo.
- O consumo anual seja igual ou superior a 50% da energia produzida pela unidade.
- Registo no SRMini e subsequente obtenção de certificado de exploração.
- Não são permitidos registos de microprodução e miniprodução acumuláveis ao mesmo contrato de compra e venda de eletricidade.

- Verificação e validação das condições técnicas de ligação do local onde se pretende instalar a unidade de produção, com vista a que a injeção de energia na rede salvguarde os limites estabelecidos no “*Regulamento de Qualidade de Serviço*”.
- Verificação do somatório das potências de injeção a um posto de transformação ou subestação, caso este ultrapasse os 20% da potência da respetiva unidade o operador da rede poderá restringir o acesso à produção.

O produtor, no âmbito da sua atividade, tem o direito e dever de vender a totalidade de energia ativa produzida, líquida do consumo dos serviços auxiliares. Prestar à DGEG, à direção regional de economia territorialmente competente, ao comercializador de último recurso e ao operador da rede todas as informações que lhe sejam solicitadas, devendo assim permitir e facilitar o acesso a pessoal técnico das respetivas entidades. Suportar os custos de ligação, as taxas de registo e assegurar que os equipamentos instalados se encontram certificados.

A entrega da eletricidade deve ser efetuada no nível de tensão semelhante à do contrato de compra, com a exceção dos casos em que a energia é adquirida em média tensão mas com contagem em baixa tensão, e assim sendo, a contagem de venda pode ser neste nível mas agravado das perdas verificadas no transformador.

### 5.2.3 - Entidades instaladoras

Toda e qualquer entidade que se encontre devidamente registada no SRMini, titular de alvará emitido pelo *Instituto da Construção e Imobiliário, I.P.* para a execução de instalações de produção de eletricidade, detentora de técnico responsável pela execução e que assegure que os equipamentos a instalar sejam certificados.

### 5.2.4 - Remuneração e faturação

Em conformidade com a microprodução também na miniprodução os produtores têm acesso a dois regimes praticados, o geral e o bonificado. O regime bonificado só poderá ser praticado para potências superiores às previstas no regime bonificado da microprodução e, como já referido anteriormente, deverá cumprir com determinados requisitos de eficiência energética.

À data do pedido de inspeção o produtor deverá comprovar a realização de auditoria energética na qual deverá constar a implementação de medidas de eficiência energética com retorno de 2 anos para o escalão I, 3 anos para o escalão II e 4 anos para o escalão III.

- Escalão I: todas as unidades de produção com potência inferior a 20kW;
- Escalão II: todas as unidades de produção com potência superior ou igual a 20kW e inferior a 100kW;

- Escalão III: todas as unidades de produção com potência superior ou igual a 100kW e inferior a 250kW;

O cumprimento das medidas exigidas na auditoria deverão ser comunicadas anualmente à DGEG até à sua total concretização, no entanto, caso a instalação de utilização referida no contrato de compra esteja sujeita ao regime jurídico da gestão de consumos intensivos ou ao regime jurídico de certificação energética de edifícios, o acesso ao regime dependerá apenas do acordo de racionalização de consumo de energia e do certificado energético, no qual deverá constar que o edifício alcança a classe B ou superior, para o caso de edifícios novos, ou classe C ou superior, no caso de edifícios existentes visando a melhoria da eficiência energética da referida instalação.

O regime geral é praticado por todo o produtor que não se enquadre no regime bonificado.

#### Regime geral

Até à data e segundo o decreto-lei nº34/2011, com a republicação que lhe foi dada pelo decreto-lei nº25/2013, a eletricidade produzida nas unidades de miniprodução em regime geral é remunerada segundo a fórmula que consta no nº1 do artigo 10 quando esta é entregue ao comercializador de último recurso e, dependerá de valores de fatores de ajustamento para perdas do período tarifário publicados anualmente pela *Entidade Reguladora dos Serviços Energéticos*.

O produtor poderá no entanto optar por vender a eletricidade em mercados organizados ou em condições de celebração de contratos bilaterais, logo que devidamente comunicada esta intenção ao comercializador de último recurso e ao SRMini num prazo de 5 dias após o aviso da emissão do certificado de exploração ou, caso seja tomada a decisão no decurso da exploração, com a antecedência de 60 dias relativamente ao início dos respetivos efeitos, tornando-a definitiva e não podendo este voltar a solicitar a remuneração prevista nas condições de entrega ao comercializador de último recurso.

#### Regime bonificado

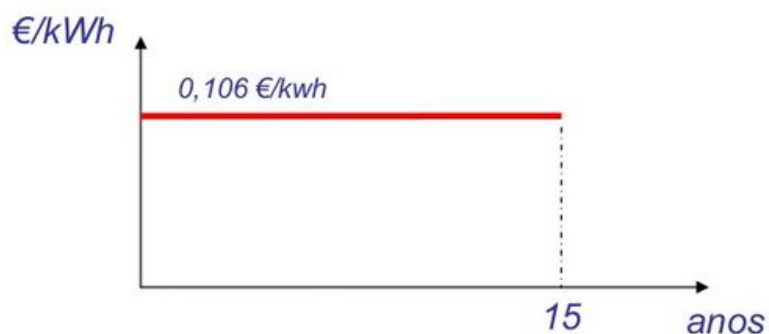
Regime de remuneração praticado por escalões de potência referidos anteriormente. No escalão I a remuneração é realizada com base na tarifa de referência que vigorar à data da emissão do certificado de exploração e, podendo o membro do Governo, mediante portaria publicada, proceder à sua atualização (figura 5.2). Os produtores alocados nos escalões II e III serão remunerados com base na tarifa mais alta que resultar das maiores ofertas de desconto à tarifa de referência apuradas nos respetivos escalões. Ambas as tarifas aplicadas nos três escalões vigorarão durante um período de 15 anos e só caducarão no final deste, ingressando no regime geral, ou por renúncia à sua aplicação por comunicação do produtor ao SRMini.

A produção de eletricidade neste regime está sujeita a um limite anual de 2,6MWh por cada quilowatt de potência de ligação.

O despacho da DGEG de 26 de Dezembro de 2013 vem atualizar as tarifas para o ano de 2014 indicando que “no caso de unidades de miniprodução que utilizem a tecnologia solar fotovoltaica, a tarifa de referência a aplicar é de € 106/MWh” e que “os titulares de registos transitados de 2013 que se enquadrem no âmbito dos Escalões II e III podem rever os descontos oferecidos até ao próximo dia 13 de janeiro, para efeitos da sessão de atribuição de potência



a realizar no final deste mesmo mês, tendo por base os valores das tarifas de referência mencionados no ponto anterior”.



**Figura 5.2** - Tarifas para miniprodutores com registros de 2014.

Os pagamentos na opção de venda ao comercializador de último recurso, em ambos os regimes, são realizados diretamente ao produtor por transferência bancária.

#### 5.2.5 - Registo e ligação à rede

O acesso ao registo SRMini também se faz, como na microprodução, no portal [www.renovaveisnagora.pt](http://www.renovaveisnagora.pt) cujo endereço poderá ser atualizado por portaria. A plataforma assegura a autenticação dos utilizadores, a informação relativamente a promotores e produtores, o processo de preenchimento do registo e entrega de todos os elementos necessários, a liquidação das taxas envolvidas, os pedidos de inspeção e reinspeção, a possibilidade de consulta do estado do pedido pelos requerente inscritos bem como, a emissão de informação atualizada das inscrições concluídas, registos e certificados atribuídos, tecnologias empregues, potência, localização e regime remuneratório aplicável.

O processo de registo no SRMini segue as seguintes etapas:

1. Inscrição do promotor: criação de nome de utilizador na plataforma e divulgação da intenção de produção de eletricidade.
2. Validação: após liquidação das taxas de inscrição o registo tem-se por concluído com a atribuição de potência de ligação.
3. Instalação e inspeção: a instalação dos equipamentos que constituem a unidade de produção deverá ser realizada num prazo de 6 meses para instalações em BT e de 8 meses para as restantes, contados da data de registo, e, deverá também ser realizada uma inspeção que valide a sua conformidade. A inspeção é efetuada 10 dias após o pedido e impõe a presença, no local da inspeção, do técnico responsável pela unidade ao serviço do promotor que deverá esclarecer toda e qualquer dúvida

que possa ser suscitada, no final é entregue ao técnico uma cópia do relatório elaborado com todas as conclusões a. A validação da unidade é comprovada com a emissão do certificado de exploração.

4. Celebração de contrato: aquando da emissão do certificado de exploração, o SRMini deverá comunicar ao produtor e ao comercializador de último recurso a ordem de celebração de contrato de compra e venda de eletricidade, comunicando também esta ação ao promotor da rede de distribuição. O produtor num prazo de 5 dias divulgará ao SRMini a concretização do contrato com o comercializador por si selecionado.
5. Ligação à rede: após tomar conhecimento da celebração do contrato de compra e venda de eletricidade o SRMini deverá comunicar ao operador da rede a ordem para a execução da ligação da unidade à RESP. O operador deverá realizar a ligação num prazo de 10 dias devendo registar no SRMini a data de realização da empreitada.
6. Produção: o processo de produção de eletricidade poderá ser iniciado após instruções do SRMini.

A contagem e os equipamentos de proteção da interligação deverão ser colocados em local de livre acesso às entidades competentes, devendo a contabilização da produção ser feita por telecontagem mediante contador bidirecional, ou contador que assegure a contagem líquida nos dois sentidos, autónomo do contador de consumo. O controlo de certificação dos equipamentos ficará a cargo dos fabricantes, importadores e fornecedores, seus representantes e entidades instaladoras junto do SRMini de acordo com o sistema nº5 da ISSO/IEC, os equipamentos devem satisfazer também as normas europeias aplicáveis e publicadas pelo CEN/CENELEC.

As unidades de produção estarão sujeitas permanentemente, ao longo da sua exploração, a fiscalização para verificar a sua conformidade a cargo da DGEG e da DRE, sendo publicado bianualmente no SRMini as ações de fiscalização realizadas.

Esquemas com soluções de ligações indicados no anexo B.

### **5.3 - Grande produção - centrais solares**

Central fotovoltaica para grande produção centralizada de energia elétrica derivada da energia solar. O conceito real surge em Portugal com a instalação da central fotovoltaica de Valadas, Ferreira de Zêzere, distrito de Santarém, figura 5.3.



**Figura 5.3** – Central fotovoltaica de Valadas.

Inicialmente projetada para uma potência de 102kW mas reforçada mais tarde para 408kW a central de Valadas realiza, com a rede de média tensão, o seu primeiro paralelo a 22 de Dezembro de 2006. O aparecimento deste centro electroprodutor foi o arranque necessário para a construção de muitos outros até à data de hoje, com potências instaladas que variam até às dezenas de megawatt, e num futuro próximo até às centenas e milhares.

A tecnologia associada à produção fotovoltaica tem um preço muito elevado, quando comparada com as restantes energias, e sendo proveniente de fontes endógenas não é garantida uma produção diária e constante, pois depende das condições climatéricas, fatores estes que implicam a criação de legislação própria com remuneração adequada, de forma a se justificar e incentivar a implementação destes sistemas. No passado a legislação portuguesa previa um regime especial, independente da microprodução e da miniprodução, e, apesar de o produtor poder escolher um regime ordinário e sujeitar-se às regras de mercado consoante as restantes tecnologias de produção, era por concursos especiais atribuída e potência com uma remuneração adequada associada.

É o caso do regime para a atribuição de 150MVA previsto no decreto-lei nº132-A/2010, em que o programa do XVIII Governo assumia como objetivo a liderança na revolução energética para Portugal, e indo mais longe, a promessa de multiplicar por 10, em 10 anos, a meta da energia solar para 1500MW. Na altura o primeiro-ministro, José Sócrates, conseguiu arrecadar para os cofres do estado mais de 100 milhões de euros com os contratos públicos publicados em diário da república a 22 de Outubro de 2010, em que os 150MVA eram subdivididos em 75 lotes, 2MVA cada, e no concurso eram vendidos pela melhor oferta, sendo construídos sobre um regime de tarifa garantida. No entanto o avolumar da dívida tarifária da eletricidade criou nos últimos anos maior pressão sobre a remuneração subsidiada da produção em regime especial, o atual Governo, temendo uma escalada de custos com as fotovoltaicas como sucedido em Espanha, tem vindo a diminuir as tarifas garantidas e, o atual secretário de estado da

energia, Artur Trindade, admite que será provável com este efeito, que projetos que obtiveram licenças em 2010 nunca venham a avançar.

Com esta ausência de avanços de novos contratos, surge o decreto-lei nº215-B/2012, na medida em que a produção em regime especial passe a contemplar a produção de eletricidade através de recursos endógenos em regime remuneratório de mercado, salvaguardando apenas a obrigação de o comercializador de último recurso adquirir a eletricidade produzida em regime especial, bem como assegurar a aquisição de toda a energia produzida ao abrigo do referido regime por via da criação da figura do agregador facilitador de mercado, foi introduzida a possibilidade de o produtor de energia elétrica, a partir de fontes renováveis, exercer a sua atividade como se tratasse de produção em regime ordinário.

Desta forma, qualquer entidade, empresa ou particular, que pretenda seguir com a implementação de um centro de produção fotovoltaico numa perspetiva de um regime especial, na realidade, visualiza um regime remuneratório geral, para que a venda da energia elétrica assim produzida seja assegurada em regime de mercado, através de mercados organizados ou de contratos bilaterais. No entanto, para mitigar um pouco o risco inerente à incerteza da produção é criada a figura do “facilitador de mercado”, responsável pela aquisição obrigatória da energia produzida a partir de fontes renováveis, subsistindo o regime de remuneração garantida, em que a eletricidade produzida é entregue contra o pagamento da remuneração atribuída ao centro electroprodutor, conforme as tarifas antigas ou novas que se encontrem em vigor. O decreto também procede a uma revisão estrutural do regime jurídico aplicável às atividades do SEN, em especial quanto ao processo de autorização, certificação e licenciamento aplicável às instalações de fontes endógenas, em dois pontos:

- “O exercício da atividade ao abrigo do **regime geral**, em mercado, é legalmente possível desde 2012 dependendo da licença de produção ou comunicação da admissão de uma comunicação prévia realizada pelo interessado, bem como da licença de exploração. Este regime permite uma aproximação à PRO, sendo-lhe aplicável a maioria das regras desta última, com a atribuição de uma licença de produção que confere o direito a estabelecer e explorar o centro produtor, a vender em mercados organizados ou por contratos bilaterais, a comprar energia elétrica até ao limite da sua capacidade de produção e, ainda, a estabelecer e explorar linhas diretas para a comercialização de eletricidade a clientes finais em situações de impossibilidade de abastecimento de clientes através das redes do SEN”.
- “O exercício da atividade em **regime de remuneração garantida** depende, por sua vez, da atribuição de reserva de capacidade de injeção na Rede Elétrica de Serviço Nacional com atribuição de ponto de receção, mediante procedimento concursal público, obtenção de licença de produção e de exploração, conforme estabelecido na portaria nº 243/2013”.

A atribuição da licença de produção depende da conformidade do projeto com os objetivos e prioridades da política energética, nomeadamente do impacto do centro electroprodutor nos custos económicos e financeiros do SEN, à contribuição para uma maior eficiência energética

e à contribuição das capacidades de produção para o cumprimento das metas nacionais e comunitárias no domínio das energias provenientes de fontes endógenas no consumo bruto de energia.

O tempo ditará se os mecanismos existentes cumprem com as exigências do mercado, com as previsões do Plano Nacional de Ação para as Energias Renováveis e da chamada “Diretiva das Renováveis” (diretiva 2009/28/CE do Parlamento Europeu e do Conselho), no sentido da sua agilização, simplificação, rapidez e transparência.

### 5.3.1 - Licenciamento das instalações

É necessário iniciar o processo de licenciamento através de um pedido de informação prévia junto da DGEG, que termine com a obtenção da licença de estabelecimento.

### 5.3.2 - Ligação à rede

Depois de obtida a licença de estabelecimento da DGEG, o promotor deverá solicitar ao operador da rede, EDP distribuição de energia, através da direção comercial produtores em regime especial, com endereço (em 2014) na Av. Urbano Duarte, 100, 3030-215 Coimbra, as condições de ligação da instalação de produção à rede. O pedido de condições de ligação deve ser acompanhado da planta de localização da instalação de produção a escala conveniente, e do seu ponto de ligação, com indicação das respetivas coordenadas geográficas. Realizada a solicitação a EDP indica uma solução técnica e respetivos preços para o estabelecimento da ligação e outras informações complementares e relevantes.

### 5.3.3 - Elementos de projeto

O promotor deverá apresentar os seguintes elementos aquando do pedido de análise da ligação a rede:

- Esquema unifilar de inserção na rede e eventuais alterações a efetuar na mesma;
- Constituição dos grupos geradores, com as suas características principais;
- Esquemas de eletrificação do painel de interligação bem como as características técnicas dos equipamentos, incluindo os respetivos transformadores de medição;
- Plano de regulação das proteções próprias da instalação de produção, para estudos de seletividade.
- Etiqueta de sinalização de produtor em regime especial de baixa tensão, conforme especificação em vigor da EDP.

#### 5.3.4 - Condições específicas para o ato de ligação

Com vista à realização do primeiro paralelo da produção com a rede, o promotor deverá solicitar e executar, ou apresentar, com a devida antecedência, o seguinte, no aplicável:

- Licença de exploração das instalações de produção e infraestruturas de interligação, passada pela entidade competente;
- Verificação da existência da etiqueta de sinalização de produção em regime especial;
- Inspeção aos sistemas de medida, contagem e telecontagem de energia;
- Garantia de bom funcionamento do canal de comunicação para a telecontagem;
- Inspeção à regulação e às proteções de interligação;
- Elaboração e assinatura dos autos de entrega e autos de receção referentes às infraestruturas, incluindo a prestação das respetivas garantias;
- Elaboração e assinatura dos contratos de compra e de fornecimento de energia;

## Capítulo 6

### Glintt - Um caso real em Évora

#### 6.1 - Enquadramento

Do decreto-lei nº132-A/2010, da atribuição de 150MVA de capacidade de receção de potência na rede pública, para energia elétrica produzida a partir de centrais solares incluindo a tecnologia fotovoltaica, a Glintt Energy (*“empresa do grupo Glintt que atua no mercado das energias renováveis, pautando-se por agir em prol do desenvolvimento sustentável”*), após uma aquisição dos lotes atribuídos por concurso, decidiu avançar com um projeto de 2800 painéis de concentração solar de 450W cada, totalizando 1,2MW de potência instalada com uma licença de 1,075MVA de potência entregue à rede.

Este projeto está a ser implementado numa área de 3 hectares em Évora (figura 6.1), o terreno em causa não é próprio para a construção pois trata-se de um antigo aterro sanitário da autarquia e, permitirá dar uma nova utilidade a uma área que estaria por norma inutilizada por vários anos. O acordo entre o município de Évora e a Glintt foi assinado em Maio de 2013, tendo ficado definido que o terreno é da responsabilidade da empresa por um período de 25 anos, a partir do primeiro ano do arranque da produção, sendo que a autarquia terá direito a receber uma renda anual de 12996 euros.

Segundo Manuel Godinho, *Chief Executive Officer*, este *“é um projeto com duas iniciativas em paralelo. Por um lado, vamos buscar tecnologia estrangeira para adaptá-la e produzir painéis solares em Évora. Por outro, vamos produzir energia solar”*, pretendendo *“criar uma linha de novos produtos no domínio das energias renováveis em conjunto com a empresa Lobo Solar que permite vender a nível internacional”*, havendo já diversos mercados em perspetiva e tendo o parque já recebido vários investidores estrangeiros interessados, por forma a conhecer o projeto inovador nesta tecnologia, sendo visto como um projeto piloto na tecnologia associada de forma a atrair futuros investimentos em outros locais do globo terrestre.



**Figura 6.1** - Registo fotográfico do parque solar instalado em Évora.

## 6.2 - Concentração Solar

Este tipo de tecnologia, utilizado pela Glintt, diferencia-se pelo fato de as células operarem com maior eficiência em níveis elevados de insolação, o solar fotovoltaico de concentração (CPV) explora este fato através de espelhos, ou lentes, para concentrar a radiação solar de uma grande área, numa área reduzida de células de silício poli ou monocristalino, com o objetivo de reduzir o preço da produção ao substituir a área dos módulos fotovoltaicos, em geral de valor económico elevado, por óticas de menor custo.

Portugal, em particular o sul do País, está entre as zonas mais promissoras para a implementação desta tecnologia, podendo-se vir a atingir eficiências superiores a 25% na produção de eletricidade graças à utilização de meios óticos com altos índices de refração.

No entanto, visto funcionar com a radiação direta, esta solução necessita de incorporar seguimento solar muito preciso através da implementação de seguidor. Num sistema CPV encontramos as seguintes estruturas:

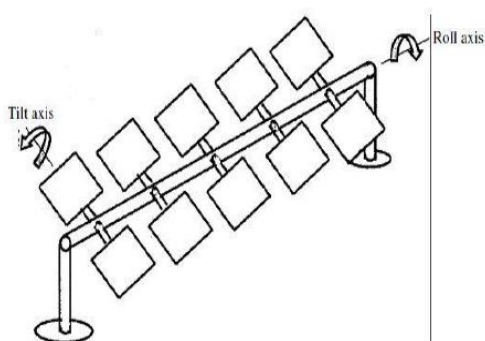
- Módulo: as lentes de concentração, as células fotovoltaicas e o sistema de refrigeração;
- Seguidor: responsável pelo acompanhamento solar diário, sendo constituído por uma fundação maciça, pedestal e atuadores hidráulicos;
- Sistema hidráulico: aplica pressão hidráulica ao seguidor;



- Sistema de controlo: calcula o movimento necessário para o correto seguimento solar.

Neste tipo de sistemas, de alta concentração com células de pequena dimensão, qualquer falha no sistema de seguimento significa ter perdas de potência e aumento da intensidade de radiação em zonas sensíveis, podendo vir a danificá-las devido a temperaturas elevadas que pontualmente possam ocorrer.

A tipologia do seguimento utilizada na Glintt trata-se do tipo “rolo” (figura 6.2), instalada ao nível do solo com o eixo orientado de norte para sul, conforme se visualiza na figura 6.3.



**Figura 6.2** - Seguimento do tipo “rolo”.



**Figura 6.3** - Seguimento solar da Glintt - Évora.

A tipologia escolhida permite corrigir o inconveniente do seguidor do tipo pedestal, uma vez que a grande resistência ao vento é consideravelmente reduzida, no entanto, esta solução requer um aumento dos dispositivos de rotação e suporte o que se reflete no custo final da solução.

Em geral, nestes sistemas usam-se células de alta eficiência, podendo-se atingir valores da ordem dos 40%, capazes de suportar não só os fluxos elevados de radiação mas também elevadas temperaturas envolvidas, com a implementação de radiadores para a dissipação de calor (figura 6.4). Para a concentração da radiação utilizam-se meios óticos com altos índices de refração, em que ângulos de aceitação pequenos permitem o aumento do fator de concentração, requerendo para o seu funcionamento sistemas de refração por lentes.



**Figura 6.4** - Radiadores para a dissipação de calor - Glintt.

### 6.3 - Produção e tarifa.

Apesar de em momento algum a Glintt facultar qualquer informação relativamente à produção esperada pela central e muito menos quanto às tarifas acordadas, foi conhecido que a empresa espera um retorno de faturação anual da ordem dos 700 mil euros.

Desta forma, e sabendo que a **portaria nº 1057/2010** de 15 de Outubro prevê que a tecnologia fotovoltaica de concentração (CPV), com uma potência igual ou menor a 1 MW terá uma tarifa média indicativa de 380 €/MWh, num período garantido de 12 anos, rapidamente se conclui que é esperado uma produção anual da ordem dos 1850 MW de potência entregue à rede.

Na tabela 6.1 será apresentado uma aproximação da produção e remuneração esperado para o projeto da Glintt.

**Tabela 6.1** — Produção e remuneração parque fotovoltaico da Glintt - Évora.

Potência Instalada	nº Horas à Produção Máxima	nº Dias	Produção Esperada	Tarifa	Remuneração
1250 kW	4	365	1825 MWh	380€/MWh	693.500,00 €

## 6.4 - Manutenção.

O sistema de produção fotovoltaico é construído de modo a que o trabalho de manutenção seja reduzido ao mínimo, no entanto, é aconselhável considerar executar inspeções periódicas aos módulos e inversores.

Os módulos efetivamente podem funcionar sem nunca serem lavados, embora, a remoção de lixo do vidro frontal possa manter o rendimento de produção elevado, assim é recomendado uma intervenção de limpeza, verificação de danos no vidro, película posterior, estrutura, caixa de junção ou ligações elétricas externas.

O inversor, em geral, garante um funcionamento bastante seguro de forma que basta fazer um controlo a cada quatro anos a respeito de danos visíveis, mas em condições climáticas extremas, como por exemplo a presença de muita poeira, será necessário proceder a um controlo em períodos mais curtos de forma a se evitar eventuais perdas de potência devido a uma refrigeração insuficiente do inversor. É importante ter como referência a garantia dos inversores, sendo um equipamento eletrónico este só será assegurado pelo fabricante por um período de 2 anos, desta forma a necessidade de substituição do equipamento ao longo do período de exploração, por motivo de uma avaria irreparável ou por baixos desempenhos devido à sua fadiga, deverá estar bem presente na consciência do produtor.

Desta forma, a manutenção poderá implicar um peso substancial no investimento a se considerar ao longo da exploração, na medida que será necessário a verificação de existências de poeiras, dejetos de pássaros ou outros detritos que estejam sobre os painéis fotovoltaicos, verificação de zonas quentes no inversor, verificação das partes mecânicas do seguidor, verificação dos vedantes das tampas de caixas e entradas de cabos, eventuais cabos danificados, bem como a boa conservação do posto de transformação.

Em casos semelhantes ao da Glintt deverá ser também considerado um trabalho de manutenção no controlo da produção, um sistema central de vigilância e monitorização onde se controla a produção diária do sistema, a entrada e saída da rede, a compensação da reativa e a verificação de falhas no sistema, bem como a vigilância e segurança do parque, o que poderá implicar pelo menos um posto de trabalho a tempo inteiro.

Concluindo, é aconselhável ao produtor, quer para um regime semelhante ao da Glintt, quer para a microprodução e miniprodução, ter um valor de manutenção anual na ordem de pelo menos 1 % do investimento inicial, e desta forma se prevenir numa fase de análise da viabilidade económica do sistema para este fator, que maioritariamente passa despercebido e que poderá ser o mote para o insucesso do sistema do ponto de vista económico.

# Capítulo 7

## Viabilidade económica

Neste capítulo será abordada a viabilidade económica do parque da Glintt bem como a viabilidade de soluções fotovoltaicas com as tarifas praticadas para o ano 2014, no regime de microprodução e miniprodução.

### 7.1 - Glintt

Por razões de confidencialidade, como já referido, a Glintt não forneceu qualquer informação relativamente ao investimento efetuado nem tão pouco ao retorno esperado. A estimativa que será apresentada nos cálculos que se seguirão são baseados em pressupostos políticos e notícias públicas que foram sendo divulgadas ao longo destes últimos anos relativamente ao projeto.

Sabendo a presumível tarifa para este projeto, durante 12 anos garantida, e de um investimento total da ordem dos 4 milhões de euros noticiados, determina-se o *payback* do investimento realizado.

#### Cenário 1.

A tabela 7.1 apresenta critérios e valores utilizados para o estudo de viabilidade sugerido neste cenário. Note-se que o cenário apresentado é bastante otimista na medida em que é esperado anualmente a totalidade da produção prevista para a instalação.

**Tabela 7.1** – Critérios do cenário 1.

Produção Média Anual (kWh)	1.825.000
Rendimento Real (%)	100%
Produção (kWh)	1.825.000
Tarifa (€/kWh)	0,38
Retorno (€)	693.500,00
Investimento (€)	4.000.000,00
Taxa de Juro (%)	0%
Total Investimento (€)	4.000.000,00

A tabela 7.2 apresenta o retorno do investimento desenvolvido.

**Tabela 7.2** – Retorno financeiro do cenário 1.

Ano	Tarifa (€/kW)	Capital (€)	Juros (€)	Total (€)	Amortização (€)	Saldo (€)
1	0,38	-4.000.000,00	0,00	-4.000.000,00	693.500,00	-3.306.500,00
2	0,38	-3.306.500,00	0,00	-3.306.500,00	693.500,00	-2.613.000,00
3	0,38	-2.613.000,00	0,00	-2.613.000,00	693.500,00	-1.919.500,00
4	0,38	-1.919.500,00	0,00	-1.919.500,00	693.500,00	-1.226.000,00
5	0,38	-1.226.000,00	0,00	-1.226.000,00	693.500,00	-532.500,00
6	0,38	-532.500,00	0,00	-532.500,00	693.500,00	161.000,00
7	0,38	161.000,00	0,00	161.000,00	693.500,00	854.500,00
8	0,38	854.500,00	0,00	854.500,00	693.500,00	1.548.000,00
9	0,38	1.548.000,00	0,00	1.548.000,00	693.500,00	2.241.500,00
10	0,38	2.241.500,00	0,00	2.241.500,00	693.500,00	2.935.000,00
11	0,38	2.935.000,00	0,00	2.935.000,00	693.500,00	3.628.500,00
12	0,38	3.628.500,00	0,00	3.628.500,00	693.500,00	4.322.000,00

**Figura 7.1** - Payback do cenário 1.

Da figura 7.1 verifica-se que rapidamente o investimento é retornado, com um payback de 6 anos e que ao final dos 12 anos de garantia de tarifa o saldo do investimento ultrapassa o valor inicial investido.

Normalmente, e mais à frente será demonstrado, estes cálculos são os utilizados pelas empresas que fornecem soluções chave-na-mão, camuflando-se assim, se se pode dizer, as verdadeiras considerações a se ter num investimento desde género, quer venha da microprodução até à grande produção. Esta abordagem poderá ser entendida como uma ferramenta de sobrevivência para o setor.

## Cenário 2

Considerando agora valores para a manutenção da ordem de 1% como recomendado, valor do terreno que a Glinnt se compromete a pagar à Camara de Évora pelo utilização do espaço, uma taxa de juro que represente o custo do dinheiro investido e principalmente, uma aproximação mais realista da produção do sistema, visto que nem sempre a presença de sol é verificada ao longo do ano e que efetivamente o sistema não estará a operar à sua máxima capacidade ao longo da sua exploração.

A tabela 7.3 apresenta critérios e valores utilizados para o estudo de viabilidade sugerido neste cenário.

**Tabela 7.3** — Critérios do cenário 2.

Produção Média Anual (kWh)	1.825.000
Rendimento Real (%)	80%
Produção (kWh)	1.460.000
Tarifa (€/kWh)	0,38
Manutenção (€)	40.000,00
Terreno (€)	12.996,00
Retorno (€)	501.804,00
Investimento (€)	4.000.000,00
Taxa de Juro (%)	5%
Total Investimento (€)	4.200.000,00

A tabela 7.4 apresenta o retorno do investimento desenvolvido.

**Tabela 7.4** — Retorno financeiro do cenário 2.

Ano	Tarifa (€/kW)	Capital (€)	Juros (€)	Total (€)	Amortização (€)	Saldo (€)
1	0,38	-4.200.000,00	-210.000,00	-4.410.000,00	501.804,00	-3.908.196,00
2	0,38	-3.908.196,00	-195.409,80	-4.103.605,80	501.804,00	-3.601.801,80
3	0,38	-3.601.801,80	-180.090,09	-3.781.891,89	501.804,00	-3.280.087,89
4	0,38	-3.280.087,89	-164.004,39	-3.444.092,28	501.804,00	-2.942.288,28
5	0,38	-2.942.288,28	-147.114,41	-3.089.402,70	501.804,00	-2.587.598,70

6	0,38	-2.587.598,70	-129.379,93	-2.716.978,63	501.804,00	-2.215.174,63
7	0,38	-2.215.174,63	-110.758,73	-2.325.933,37	501.804,00	-1.824.129,37
8	0,38	-1.824.129,37	-91.206,47	-1.915.335,83	501.804,00	-1.413.531,83
9	0,38	-1.413.531,83	-70.676,59	-1.484.208,43	501.804,00	-982.404,43
10	0,38	-982.404,43	-49.120,22	-1.031.524,65	501.804,00	-529.720,65
11	0,38	-529.720,65	-26.486,03	-556.206,68	501.804,00	-54.402,68
12	0,38	-54.402,68	-2.720,13	-57.122,81	501.804,00	444.681,19



**Figura 7.2** - Payback do cenário 2.

A figura 7.2 vem indicar um caminho divergente ao caminho que se poderá eventualmente tomar pelos resultados obtidos inicialmente. Com a consideração do custo do dinheiro e com a boa manutenção e conservação do sistema, bem como os encargos associados à vida útil do sistema, o payback dispara para os 12 anos, ou seja, para o final do período de garantia de tarifa.

A tabela 7.5 apresenta um exercício de investimento, do valor do projeto, numa aplicação financeira, observa-se um retorno semelhante ao obtido no cenário 2, apresentado na tabela 7.6.

**Tabela 7.5** — Investimento financeiro.

Investimento (€)	4.000.000,00
Taxa de Juro (%)	0,93%

**Tabela 7.6** — Retorno financeiro do investimento representado pela tabela 7.5.

Ano	Capital (€)	Juros (€)	Acumulação Juros (€)
1	4.000.000,00	37.200,00	37.200,00
2	4.000.000,00	37.200,00	74.400,00
3	4.000.000,00	37.200,00	111.600,00
4	4.000.000,00	37.200,00	148.800,00
5	4.000.000,00	37.200,00	186.000,00
6	4.000.000,00	37.200,00	223.200,00
7	4.000.000,00	37.200,00	260.400,00
8	4.000.000,00	37.200,00	297.600,00
9	4.000.000,00	37.200,00	334.800,00
10	4.000.000,00	37.200,00	372.000,00
11	4.000.000,00	37.200,00	409.200,00
12	4.000.000,00	37.200,00	446.400,00

Considerando a possibilidade de investir o valor associado ao projeto numa aplicação financeira o valor do juro praticado rondaria os 0,93%, uma taxa muito pouco apelativa.

Conclui-se então que o investimento num projeto desta dimensão engloba vários riscos financeiros, bem como a existência de inúmeras variáveis determinantes a se ter em consideração, nomeadamente na abordagem realizada às produções previstas e aos custos a se observar na manutenção do sistema.

Aconselha-se um bom espaço dedicado à análise económica destes projetos de forma a satisfazer todas as entidades envolvidas.

## 7.2 - Microprodução

Para o estudo da viabilidade deste regime foi solicitado a várias empresas do setor, em nome da Matelfe, propostas chave-na-mão baseadas no consumo que mensalmente a Matelfe têm realizado em 2013.

Assim será apresentado como cenários as propostas e abordagens realizadas pelo setor empresarial que comercializa as soluções de produção para 2014 e, seguidamente será apresentada a análise das propostas enquadrada no objetivo da dissertação. De forma a respeitar o setor e a privacidade das empresas abordadas não se fará qualquer referência à identificação das empresas que apresentaram as propostas.

De forma a se simplificar os cálculos, e também a não se dificultar a intenção do investimento neste regime, considera-se que a área do terreno para a implementação do sistema de microprodução encontra-se disponível e é da propriedade do produtor, e assim o custo associado à aquisição do terreno seja nulo.



## Cenário 1

*"O sistema de produção de energia proposto pela ... destina-se a uma Microgeração regime geral, sendo a totalidade da energia produzida vendida à rede. Este sistema permite vender energia a um preço de referência de 0,14 €/kWh aumentando cerca de 5% ao ano"*

A figura 7.3 é retirada da proposta apresentada pela entidade empresarial e apresenta a solução de produção para a Matelfe.

Dados de Radiação			
Localidade	Porto		
Latitude	41,2		
Campo 1			
Módulo	240	Orientação (a)	0
Nº módulos série / inversor	14	Inclinação (b)	30
Nº módulos / inversor	28	Nº Linhas paralelo / inversor	2
Classe de tensão de máxima potência campo gerador		Corrente máxima de entrada campo gerador	15,06
Tensão máxima em circuito aberto campo gerador			
Área Gerador / inversor (m2)	46	Potência gerador / inversor	6,720 kWp
Inversores	KACO 6600 xi	Potência nom. AC unitária	5,500 W
Nº total invers.	1	Potência max. AC unitária	6,000 W
Área total Gerador (m2)	46	Tipo ligação	Trifásica
Total sistema			
Nº Total Módulos	28	Pot. Gerador FV	6,720 kWp
Área Gerador (m2)	46	Potência do sistema	5,500 kW

**Figura 7.3** - Dados de radiação, equipamentos e potência do sistema em microprodução.

O custo da solução é visualizado na figura 7.4.

Fornecimento de Equipamentos em Regime Chave na Mão	Unidade	Qtd.	Custo Unit.	Total
<b>Painéis Fotovoltaicos</b>				
BOSCH 240 W	un	28	185 €	5 180,00 €
<b>Estruturas Fixação e Suporte</b>				
Kit Fixação e Suporte para telhado plano K2	Wp	6720	0,18 €	1 209,00 €
<b>Inversor</b>				
KACO 6600 XI	un	1	1 100,00 €	1 100,00 €
<b>Contador + Modem</b>				
SIEMENS Landis+gyr	un	1	375,00 €	375,00 €
<b>Material Elétrico</b>				
Quadros de proteção	un	1	150,00 €	150,00 €
Cabos AC + DC	un	1	210,00 €	210,00 €
<b>Instalação</b>				
Instalação e certificação	un	1	1 850,00 €	1 850,00 €
<b>Valor total do sistema fotovoltaico Microgeração</b>				<b>10 074,00 €</b>
<b>Ao equipamento acresce o I.V.A. à taxa de</b>				<b>23%</b>
				<b>2 317,02 €</b>
<b>Valor total do sistema fotovoltaico Microgeração c/ IVA</b>				<b>12 391,02 €</b>

**Figura 7.4** - Custo da solução para a microprodução.

A entidade empresarial recomenda uma solução de produção à Matelfe para 2014, viável e com retorno do investimento num período de 7,2 anos (figura 7.5).

Edifício	Potência Instalada (W)	Produção Anual média (kWh)	Valor médio anual	Retorno do investimento*	TIR**
Empresa	6,720	9,620	1,375 €	7,2 anos	12,2%

**Figura 7.5** - Retorno do investimento para a microprodução.

Este cálculo assenta numa análise de retornos financeiros anuais, para um período de 15 anos, conforme se visualiza pela figura 7.6.

Ano	Energia Produzida kW ano	Tarifa Venda (Euro/kWh)	Vendas
0			
1	9 619,27	0,14 €	1 375,56 €
2	9 571,17	0,15 €	1 435,68 €
3	9 494,60	0,15 €	1 424,19 €
4	9 418,64	0,16 €	1 506,98 €
5	9 343,29	0,16 €	1 494,93 €
6	9 268,55	0,17 €	1 575,65 €
7	9 194,40	0,17 €	1 563,05 €
8	9 120,84	0,18 €	1 641,75 €
9	9 047,88	0,18 €	1 628,62 €
10	8 975,49	0,19 €	1 705,34 €
11	8 903,69	0,19 €	1 691,70 €
12	8 832,46	0,20 €	1 766,49 €
13	8 761,80	0,20 €	1 752,36 €
14	8 691,71	0,21 €	1 825,26 €
15	8 622,17	0,21 €	1 810,66 €

**Figura 7.6** - Análise da viabilidade económica do investimento.

Da análise realizada na proposta do cenário 1 conclui-se um retorno financeiro do investimento realizado ao final de 7 anos, dado que o valor remunerado ao final deste período será de 10376,04 € superior aos 10074,00 € do investimento. E considerando um aumento de 5% ao ano de inflação da remuneração da energia ao final dos 15 anos o produtor terá, segundo a proposta, um retorno financeiro do seu investimento na ordem dos 13822,18 €, mais de 100% do valor investido. Assim a entidade empresarial abordada, continua a fomentar a aposta neste setor, aconselhando a Matelfe investir em 2014 nesta solução de produção de energia.

### Análise do cenário 1

Considerando agora, e baseado no objetivo da dissertação, o custo associado à taxa de registo, o custo do dinheiro, a manutenção do sistema, a produção realista e desprezando a inflação da remuneração, conforme ilustra a tabela 7.7.

**Tabela 7.7** — Critérios da análise do cenário 1.

Produção Média Anual (kWh)	9.620
Rendimento Real (%)	85%
Produção (kWh)	8.177
Tarifa (€/kWh)	0,14
Manutenção (€)	100,00
Retorno (€)	1.044,78
Taxa de Registo (€)	500,00
Fornecimento chave-na-mão (€)	10.074,00
Investimento (€)	10.574,00
Taxa de Juro (%)	5%
Total Investimento (€)	11.102,70

A tabela 7.8 apresenta o retorno do investimento.

**Tabela 7.8** – Retorno do investimento da análise do cenário 1.

Ano	Tarifa (€/kW)	Capital (€)	Juros (€)	Total (€)	Amortização (€)	Saldo (€)
1	0,14	-11.102,70	-555,14	-11.657,84	1.044,78	-10.613,06
2	0,14	-10.613,06	-530,65	-11.143,71	1.044,78	-10.098,93
3	0,14	-10.098,93	-504,95	-10.603,87	1.044,78	-9.559,09
4	0,14	-9.559,09	-477,95	-10.037,05	1.044,78	-8.992,27
5	0,14	-8.992,27	-449,61	-9.441,88	1.044,78	-8.397,10
6	0,14	-8.397,10	-419,86	-8.816,96	1.044,78	-7.772,18
8	0,14	-7.772,18	-388,61	-8.160,79	1.044,78	-7.116,01
9	0,14	-7.116,01	-355,80	-7.471,81	1.044,78	-6.427,03
10	0,14	-6.427,03	-321,35	-6.748,38	1.044,78	-5.703,60
11	0,14	-5.703,60	-285,18	-5.988,78	1.044,78	-4.944,00
12	0,14	-4.944,00	-247,20	-5.191,20	1.044,78	-4.146,42
13	0,14	-4.146,42	-207,32	-4.353,74	1.044,78	-3.308,96
14	0,14	-3.308,96	-165,45	-3.474,41	1.044,78	-2.429,63
15	0,14	-2.429,63	-121,48	-2.551,11	1.044,78	-1.506,33



**Figura 7.7** – Payback da análise do cenário 1.

Da figura 7.7 verifica-se o insucesso do investimento, em que o payback do investimento não atinge um retorno favorável no final do período indicado de 15 anos, e daqui se conclui que o regime de microprodução do ponto de vista financeiro, com uma abordagem de oportunidade de negócio, não se apresenta viável.

## Cenário 2

*“Com uma unidade de microprodução fotovoltaica ... poderá vender até 1.865€ por ano, permitindo uma recuperação rápida do investimento inicial. Poderá optar por unidades fixas ou com seguidor solar para acompanhamento automático do Sol, aumentando assim a energia*

*produzida ao longo do ano. As estruturas do tipo seguidor solar permitem aumentar a produção anual entre 30% e 40%. A tecnologia de Silício Amorfo permite a integração dos módulos fotovoltaicos, translúcidos, em fachadas ou coberturas. O retorno do montante investido é efetuado num período de 6 a 7 anos, tornando este tipo de investimento altamente atrativo”*

A figura 7.8 é retirada de uma proposta genérica praticada por uma empresa do setor fotovoltaico, onde a entidade empresarial continua a incentivar soluções viáveis para o regime geral de microprodução, com payback's bastante satisfatórios.



**SISTEMAS STANDARD DE MICROPRODUÇÃO [REGIME GERAL]**

<b>Gama ECO</b>	Potência de Ligação 3,45kW (Potência Contratada para consumo de 6,90kVA)				
	<b>Potência dos Módulos Fotovoltaicos</b>	<b>Produção Anual<sup>a)</sup></b>	<b>P.V.P. <sup>b)</sup></b>	<b>T.I.R. <sup>c)</sup></b>	<b>Payback<sup>d)</sup></b>
ECO	4500 Wp   Estruturas fixas (telhado/solo)	6602 kWh/ano	8.490 €	13%	7 anos
ECO+	5000 Wp   Estruturas fixas (telhado/solo)	7286 kWh/ano	9.290 €	13%	7 anos
<b>Gama ENERGY</b>	Potência de Ligação 5,15kW ou 5,75kW (Potência Contratada para consumo de 10,35kVA ou superior)				
	<b>Potência dos Módulos Fotovoltaicos</b>	<b>Produção Anual<sup>a)</sup></b>	<b>P.V.P. <sup>b)</sup></b>	<b>T.I.R. <sup>c)</sup></b>	<b>Payback<sup>d)</sup></b>
ENERGY	6000 Wp   Estruturas fixas (telhado/solo)	8755 kWh/ano	10.490 €	14%	7 anos
ENERGY+	7500 Wp   Estruturas fixas (telhado/solo)	10977 kWh/ano	12.490 €	15%	6 anos
ENERGY MOVE	6000 Wp   Seguidor solar	12208 kWh/ano	15.900 €	13%	7 anos

a) produção média anual calculada para Portugal Continental  
 b) preço com instalação incluída, para condições normais. IVA incluído à taxa em vigor (23%)  
 c) taxa interna de rentabilidade  
 d) período de retorno do investimento inicial  
 E permitida uma potência de ligação igual ou inferior a 50% da potência contratada para o consumo, até ao limite máximo de 5,75 kW (regime geral)

**Figura 7.8** – Sistemas standards de microprodução.

## Análise do cenário 2

Considerando agora, e baseado no objetivo da dissertação, o custo associado à taxa de registo, o custo do dinheiro, a manutenção do sistema, a produção realista e desprezando a inflação da remuneração temos:

- Gama Eco

**Tabela 7.9** – Critérios da análise da Gama Eco.

Produção Média Anual (kWh)	6.602
Rendimento Real (%)	85%
Produção (kWh)	5.612
Tarifa (€/kWh)	0,15
Manutenção (€)	69,02
Retorno (€)	772,73
Taxa de Registo (€)	500,00
Fornecimento chave-na-mão (€)	6.902,44
Investimento (€)	7.402,44
Taxa de Juro (%)	5%
Total Investimento (€)	7.772,56

**Tabela 7.10** – Retorno do investimento da Gama Eco.

Ano	Tarifa (€/kW)	Capital (€)	Juros (€)	Total (€)	Amortização (€)	Saldo (€)
15	0,15 €	-968,96 €	-48,45 €	-1.017,41 €	772,73 €	-244,68 €



**Figura 7.9** – Payback da análise da Gama Eco.

A tabela 7.9, a tabela 7.10 e a figura 7.9 ilustra inviabilidade para a Gama Eco.

- Gama Eco+

**Tabela 7.11** — Critérios da análise da Gama Eco+.

Produção Média Anual (kWh)	7.286
Rendimento Real (%)	85%
Produção (kWh)	6.193
Tarifa (€/kWh)	0,15
Manutenção (€)	75,53
Retorno (€)	853,44
Taxa de Registo (€)	500,00
Fornecimento chave-na-mão (€)	7.552,85
Investimento (€)	8.052,85
Taxa de Juro (%)	5%
Total Investimento (€)	8.455,49

**Tabela 7.12** — Retorno do investimento da Gama Eco+.

Ano	Tarifa (€/kW)	Capital (€)	Juros (€)	Total (€)	Amortização (€)	Saldo (€)
15	0,15 €	-827,18 €	-41,36 €	-868,54 €	853,44 €	-15,10 €



**Figura 7.10** - Payback da análise da Gama Eco+.

A tabela 7.11, a tabela 7.12 e a figura 7.10 ilustra inviabilidade para a Gama Eco+.

- Gama Energy

**Tabela 7.13** — Critérios da análise da Gama Energy.

Produção Média Anual (kWh)	8.755
Rendimento Real (%)	85%
Produção (kWh)	7.442
Tarifa (€/kWh)	0,15
Manutenção (€)	85,28
Retorno (€)	1.030,98
Taxa de Registo (€)	500,00
Fornecimento chave-na-mão (€)	8.528,46
Investimento (€)	9.028,46
Taxa de Juro (%)	5%
Total Investimento (€)	9.479,88

**Tabela 7.14** — Retorno do investimento da Gama Energy.

Ano	Tarifa (€/kW)	Capital (€)	Juros (€)	Total (€)	Amortização (€)	Saldo (€)
15	0,15 €	385,97 €	0,00 €	385,97 €	1.030,98 €	1.416,95 €



**Figura 7.11** - Payback da análise da Gama Energy.

A tabela 7.13, a tabela 7.14 e a figura 7.11 ilustra viabilidade para a Gama Energy mas com um payback pouco interessante.



- Gama Energy+

**Tabela 7.15** — Critérios da análise da Gama Energy+.

Produção Média Anual (kWh)	10.977
Rendimento Real (%)	85%
Produção (kWh)	9.330
Tarifa (€/kWh)	0,15
Manutenção (€)	101,54
Retorno (€)	1.298,02
Taxa de Registo (€)	500,00
Fornecimento chave-na-mão (€)	10.154,47
Investimento (€)	10.654,47
Taxa de Juro (%)	5%
Total Investimento (€)	11.187,20

**Tabela 7.16** — Retorno do investimento da Gama Energy+.

Ano	Tarifa (€/kW)	Capital (€)	Juros (€)	Total (€)	Amortização (€)	Saldo (€)
15	0,15 €	1.868,22 €	0,00 €	1.868,22 €	1.298,02 €	3.166,24 €



**Figura 7.12** - Payback da análise da Gama Energy+.

A tabela 7.15, a tabela 7.16 e a figura 7.12 ilustra viabilidade para a Gama Energy+ mas com um payback pouco interessante.

- Gama Energy Move

**Tabela 7.17** — Critérios da análise da Gama Energy Move.

Produção Média Anual (kWh)	12.208
Rendimento Real (%)	85%
Produção (kWh)	10.377
Tarifa (€/kWh)	0,15
Manutenção (€)	129,27
Retorno (€)	1.427,25
Taxa de Registo (€)	500,00
Fornecimento chave-na-mão (€)	12.926,83
Investimento (€)	13.426,83
Taxa de Juro (%)	5%
Total Investimento (€)	14.098,17

**Tabela 7.18** — Retorno do investimento da Gama Energy Move.

Ano	Tarifa (€/kW)	Capital (€)	Juros (€)	Total (€)	Amortização (€)	Saldo (€)
15	0,15 €	-1.303,32 €	-65,17 €	-1.368,48 €	1.427,25 €	58,77 €



**Figura 7.13** - Payback da análise da Gama Energy Move.

A tabela 7.17, a tabela 7.18 e a figura 7.13 ilustra viabilidade para a Gama Energy Move mas com um payback pouco interessante.

### 7.3 - Miniprodução

Para o estudo da viabilidade deste regime a abordagem realizada é semelhante ao regime de Microprodução referido no ponto anterior. Para simplificação dos cálculos será considerado que para o regime bonificado, a imposição de uma auditoria energética ao edifício e implementação das medidas de eficiência identificadas dessa auditoria já se encontram incrementadas, não sendo considerado nenhum custo associado a este fator.

#### Cenário A

*“O sistema de produção de energia proposta pela ... destina-se a uma Minigeração regime bonificado. Escalão I, sendo a totalidade da energia produzida vendida à rede. Este sistema permite vender energia a um preço de 0,106 €/kWh durante 15 anos.”*

A figura 7.14 é retirada da proposta apresentada pela entidade empresarial e apresenta a solução de produção para a Matelfe.

Dados de Radiação			
Localidade	Porto		
Latitude	41,2		

Campo 1			
Módulo	240	Orientação (a)	0
Nº módulos série / inversor	24	Inclinação (b)	30
Nº módulos / inversor	48	Nº Linhas paralelo / inversor	2
Classe de tensão de máxima potência campo gerador		Corrente máxima de entrada campo gerador	16,16
Tensão máxima em circuito aberto campo gerador			
Área Gerador / inversor (m2)	76	Potência gerador / inversor	11,520 kWp
Inversores	KACO 12 TL3	Potência nom. AC unitária	10,000 W
Nº total invers.	1	Potência max. AC unitária	10,000 W
Área total Gerador (m2)	76	Tipo ligação	Trifásica

Total sistema			
Nº Total Módulos	48	Pot. Gerador FV	11,520 kWp
Área Gerador (m2)	76	Potência do sistema	10,000 kW

**Figura 7.14** - Dados de radiação, equipamentos e potência do sistema em miniprodução.

O custo da solução é visualizado na figura 7.15.

Fornecimento de Equipamentos em Regime Chave na Mão	Unidade	Qtd.	Custo Unit.	Total
<b>Painéis Fotovoltaicos</b>				
BOSCH 240 W	un	48	185 €	8 880,00 €
<b>Estruturas Fixação e Suporte</b>				
Kit Fixação e Suporte para telhado plano K2	Wp	11 520	0,18 €	2 073,60 €
<b>Inversor</b>				
KACO 12 TL3	un	1	2 550,00 €	2 550,00 €
<b>Contador + Modem</b>				
SIEMENS Landis+gyr	un	1	375,00 €	375,00 €
<b>Material Electrico</b>				
Quadros de proteção	un	1	690,00 €	690,00 €
Cabos AC + DC	un	1	437,00 €	437,00 €
<b>Instalação</b>				
Instalação e certificação	un	1	2 150,00 €	2 150,00 €
<b>Valor total do sistema fotovoltaico Minigeração</b>				<b>17 155,60 €</b>
<b>Ao equipamento acresce o I.V.A. à taxa de</b>		<b>23%</b>		<b>3 945,79 €</b>
<b>Valor total do sistema fotovoltaico Minigeração c/ IVA</b>				<b>21 101,39 €</b>

**Figura 7.15** – Custo da solução para a microprodução.

A entidade empresarial recomenda uma solução de produção à Matelfe para 2014, viável e com retorno do investimento num período de 7,5 anos (figura 7.16).

Edifício	Potência Instalada (W)	Produção Anual média (kWh)	Valor médio anual	Retorno do investimento*	TIR**
<b>Empresa</b>	11,520	16,786	1,780 €	7,5 anos	11,6%

**Figura 7.16** – Retorno do investimento para a miniprodução.

Retorno do investimento a 7,5 anos segundo a entidade empresarial para a o sistema de miniprodução de 10 kW.

### Análise do cenário A

Considerando agora o custo associado à taxa de registo, o custo do dinheiro, a manutenção do sistema, a produção realista e desprezando a inflação da remuneração, conforme ilustra a tabela 7.19.

**Tabela 7.19** – Critérios da análise do cenário A.

Produção Média Anual (kWh)	16.786
Rendimento Real (%)	85%
Produção (kWh)	14.268
Tarifa (€/kWh)	0,106
Manutenção (€)	171,56
Retorno (€)	1.340,86
Taxa de Registo (€)	500
Fornecimento chave-na-mão (€)	17.155,60
Investimento (€)	17.655,60
Taxa de Juro (%)	5%
Total Investimento (€)	18.538,38

A tabela 7.20 apresenta o retorno do investimento.

**Tabela 7.20** – Retorno do investimento da análise do cenário A.

An o	Tarifa (€/kW)	Capital (€)	Juros (€)	Total (€)	Amortizaçã o (€)	Saldo (€)
1	0,106	-18.538,38	-926,92	-19.465,30	1.340,86	-18.124,44
2	0,106	-18.124,44	-906,22	-19.030,66	1.340,86	-17.689,80
3	0,106	-17.689,80	-884,49	-18.574,29	1.340,86	-17.233,42
4	0,106	-17.233,42	-861,67	-18.095,09	1.340,86	-16.754,23
5	0,106	-16.754,23	-837,71	-17.591,94	1.340,86	-16.251,08
6	0,106	-16.251,08	-812,55	-17.063,63	1.340,86	-15.722,77
8	0,106	-15.722,77	-786,14	-16.508,91	1.340,86	-15.168,05
9	0,106	-15.168,05	-758,40	-15.926,45	1.340,86	-14.585,59
10	0,106	-14.585,59	-729,28	-15.314,87	1.340,86	-13.974,00
11	0,106	-13.974,00	-698,70	-14.672,70	1.340,86	-13.331,84
12	0,106	-13.331,84	-666,59	-13.998,43	1.340,86	-12.657,57
13	0,106	-12.657,57	-632,88	-13.290,45	1.340,86	-11.949,59
14	0,106	-11.949,59	-597,48	-12.547,07	1.340,86	-11.206,20
15	0,106	-11.206,20	-560,31	-11.766,51	1.340,86	-10.425,65



**Figura 7.17** - Payback da análise do cenário A.

A figura 7.17 apresenta um payback completamente divergente da proposta apresentada pela entidade empresarial, e um resultado que demonstra significativamente a má aposta no futuro de um regime de miniprodução de baixa potência.

### Cenário B

DADOS DA INSTALAÇÃO	
NOME DO PROJECTO	Matelfe
LOCALIZAÇÃO	Baião
POTÊNCIA NOMINAL DO PROJECTO	10,00 kW
POTÊNCIA PICO DO PROJECTO	11,76 kWp

DADOS ECONÓMICOS	
PREÇO FINAL (s/ IVA)	15.900,00 €
PREÇO wp INSTALADO (s/ IVA)	1,35 €
TARIFA DE VENDA BONIFICADA	0,106€/kWh
FACTURAÇÃO PREVISTA 1 ANO	1.767,93 €
FACTURAÇÃO PREVISTA 15 ANOS	21.261,85 €

**Figura 7.18** - Apresentação da proposta.

A entidade empresarial não optou por apresentar um payback do investimento, conforme ilustra a figura 7.18, apenas refere o valor do investimento e o valor do retorno ao fim de 15 anos, sendo este diferencial de 5361,85 €.

### Análise do Cenário B

Considerando agora o custo associado à taxa de registo, o custo do dinheiro, a manutenção do sistema, a produção realista e desprezando a inflação da remuneração temos os critérios apresentados na tabela 7.21.

**Tabela 7.21** — Critérios da análise do cenário B

Produção Média Anual (kWh)	17.170
Rendimento Real (%)	85%
Produção (kWh)	14.594
Tarifa (€/kWh)	0,106
Manutenção (€)	159,00
Retorno (€)	1.387,98
Taxa de Registo (€)	500
Fornecimento chave-na-mão (€)	15.900,00
Investimento (€)	16.400,00
Taxa de Juro (%)	5%
Total Investimento (€)	17.220,00

A tabela 7.22 apresenta o retorno do investimento da análise do cenário B.

**Tabela 7.22** — Retorno do investimento da análise do cenário A.

Ano	Tarifa (€/kW)	Capital (€)	Juros (€)	Total (€)	Amortização (€)	Saldo (€)
1	0,106	-17.220,00	-861,00	-18.081,00	1.387,98	-16.693,02
2	0,106	-16.693,02	-834,65	-17.527,67	1.387,98	-16.139,69
3	0,106	-16.139,69	-806,98	-16.946,67	1.387,98	-15.558,69
4	0,106	-15.558,69	-777,93	-16.336,63	1.387,98	-14.948,65
5	0,106	-14.948,65	-747,43	-15.696,08	1.387,98	-14.308,10
6	0,106	-14.308,10	-715,40	-15.023,50	1.387,98	-13.635,52
8	0,106	-13.635,52	-681,78	-14.317,30	1.387,98	-12.929,32
9	0,106	-12.929,32	-646,47	-13.575,78	1.387,98	-12.187,80
10	0,106	-12.187,80	-609,39	-12.797,19	1.387,98	-11.409,21
11	0,106	-11.409,21	-570,46	-11.979,67	1.387,98	-10.591,69
12	0,106	-10.591,69	-529,58	-11.121,27	1.387,98	-9.733,29
13	0,106	-9.733,29	-486,66	-10.219,96	1.387,98	-8.831,98
14	0,106	-8.831,98	-441,60	-9.273,58	1.387,98	-7.885,60
15	0,106	-7.885,60	-394,28	-8.279,88	1.387,98	-6.891,89



**Figura 7.19** - Payback da análise do cenário B.

A figura 7.19 leva a concluir que o investimento não é viável. No entanto é de salientar que desprezando os valores da taxa de registo, da manutenção e da taxa de juro, o retorno seria o indicado pela entidade empresarial. Daqui se conclui que a política da entidade empresarial não passa pela passagem de informação errada mas sim pela camuflagem de considerações que o produtor deverá ter aquando da análise da viabilidade do investimento.

### 7.3.1 - Valores para 20kW, 60KW, 100kW e 250kW.

Apesar de não ter sido possível obter diretamente de entidades empresariais orçamentos que apontem para potências elevadas de produção, visto que o setor se fecha e só fornece dados quando vê oportunidades de negócio realistas, com uma pesquisa foi possível encontrar entidades que apontam algumas ordens de valores para determinadas potências conforme ilustra a tabela 7.23.

**Tabela 7.23** — Propostas publicitadas para distintas gamas de potência.

Potência Instalada	Área útil	Capital	Payback
20 kW	125 m <sup>2</sup>	20.000,00 €	± 7 anos
60 kW	375 m <sup>2</sup>	60.000,00 €	± 7 anos
100 kW	625 m <sup>2</sup>	100.000,00 €	± 7 anos
250 kW	1600 m <sup>2</sup>	250.000,00 €	± 7 anos

De uma análise ao investimento obtém-se os resultados da tabela 7.22.



**Tabela 7.24** — Retornos financeiros das propostas da tabela 7.23.

Potência Instalada	Saldo a 15 anos	Payback
20 kW	4.899,29 €	13 anos
60 kW	16.583,53 €	13 anos
100 kW	28.267,77 €	13 anos
250 kW	72.083,65 €	13 anos

Donde se pode concluir que o investimento é viável mas com um saldo final praticado a taxas de juros relativamente baixas, podendo a solução não se apresentar como uma boa oportunidade de investimento financeiro, consoante o interesse do investidor.

A tabela 7.25 apresenta a obtenção de retornos financeiros semelhantes aos obtidos na tabela 7.24, utilizando meios de aplicações na banca que pratiquem semelhantes taxas de juros.

**Tabela 7.25** — Retornos financeiros de investimentos financeiros na banca.

Investimento (€)	20.000,00	60.000,00	100.000,00	250.000,00
Taxa de Juro (%)	1,65	1,85	1,89	1,93
Acumulação Juros a 15 anos (€)	4.950,00	16.650,00	28.350,00	72.375,00

A partida um depósito financeiro será mais viável, previsível e seguro, e desta forma o investidor sentir-se-á mais à vontade ao aplicar os seus fundos na banca do que no setor fotovoltaico.

Ergue-se assim a necessidade de criar novos pontos de vista e novas abordagens para o setor fotovoltaico.

# Capítulo 8

## Perspetivas para o futuro

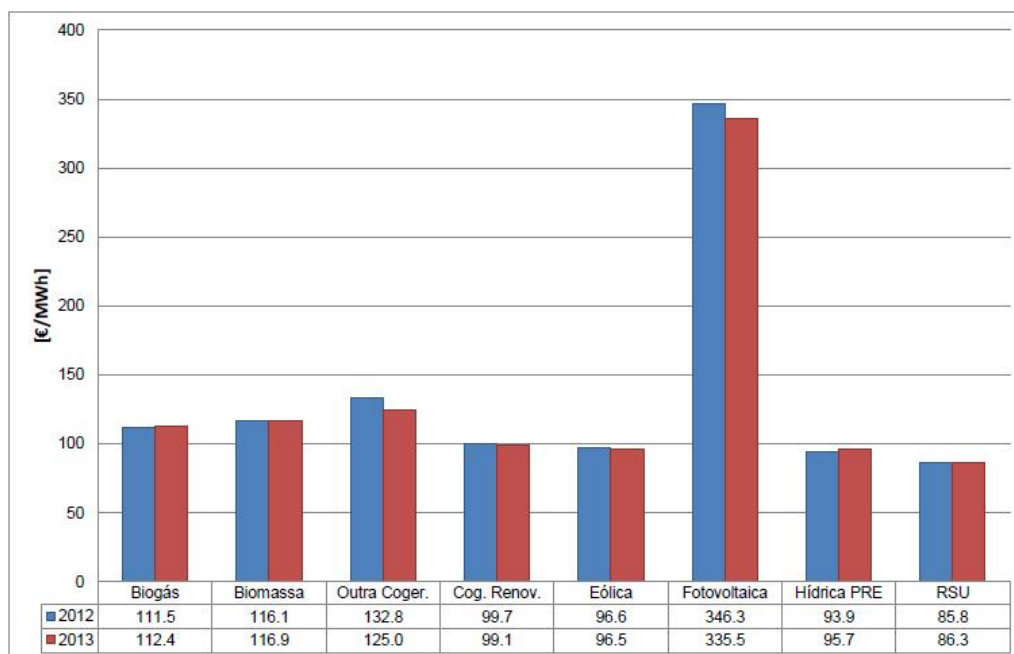
### 8.1 - A indústria fotovoltaica em Portugal

O setor fotovoltaico emprega diretamente cerca de 265 mil pessoas na Europa e, segundo a associação europeia do setor (EPIA), este número deverá chegar a 1 milhão em 2020. A indústria contribuirá significativamente para a criação de valor e emprego graças à expectativa de aumento das necessidades de eletricidade e do aumento da entrada da tecnologia fotovoltaica nos mixes energéticos dos vários países da região.

Em Portugal, a indústria fotovoltaica já se principia em fabricantes de matérias-primas, de módulos fotovoltaicos, de tracker's e concentradores, investidores de grande escala, dezenas de distribuidores bem como centenas de instaladores associados a pequenas e médias empresas, totalizando mais de 4 mil postos de trabalho. No entanto a ausência de uma comunicação clara no que respeita à estratégia governamental para o setor a médio e longo prazo não proporciona condições de confiança, imprescindível ao crescimento sustentável das empresas que atuam neste ramo.

As decisões e a linha atual do Governo na área da energia converge para a eficiência energética e para as renováveis, mas no entanto, a energia solar não passa por uma aposta saudável ao sistema do ponto de vista de sustentabilidade económica. A ideologia governamental passa pela racionalidade económica como linha orientadora base e, na aposta e manutenção de tecnologias maduras, como as eólicas e o solar térmico, e é neste contexto que se verifica o gradual desinvestimento do setor fotovoltaico em Portugal nos últimos anos.

O governo pretende desta forma reforçar a competitividade do setor elétrico potenciando um maior equilíbrio entre os três pilares da sustentabilidade, *energia promotora da competitividade económica, energia ambientalmente sustentável e energia segura*, pretendendo reduzir a dependência energética reforçando a segurança de abastecimento, alcançando os objetivos e metas acordadas com uma energia ao serviço da economia e das famílias, garantindo sustentabilidade de preços, potenciando desta forma mercados energéticos liberalizados, competitivos e sustentáveis.



**Figura 8.1** - Custo médio por tecnologia (€/MWh) entre 2012 e 2013.

Atualmente, a estrutura dos preços de eletricidade para os consumidores domésticos é bastante pesada no que se refere ao custo da energia e ao custo com as redes, e o custo médio da tecnologia fotovoltaica agrava esta condicionante (figura 8.1). De tal modo que o Governo pretende garantir que os consumidores não produtores não serão penalizados pelas opções de terceiros, devendo o detentor de um sistema fotovoltaico ter que suportar os custos de acesso às redes à semelhança do consumidor, devendo receber o benefício dos custos evitados que a sua produção induz. Garantindo a racionalidade na repartição dos custos com as infraestruturas de rede sem comprometer o business-case da produção descentralizada.

### 8.1.1- Tarifas

O Governo acredita que seja expectável acontecer, no médio prazo, uma redução significativa dos custos associados às distintas tecnologias de base solar, o que poderá dinamizar e salvaguardar o setor fotovoltaico na continuidade da miniprodução e microprodução, na medida em que o custo da eletricidade fotovoltaica se aproximará do custo da eletricidade convencional, mas, a esta apreciável redução do custo de aquisição da tecnologia justifica e lança o mote para o ajuste tarifário, no sentido de beneficiar o consumidor final de eletricidade e de se atenuar os custos para o SEN.

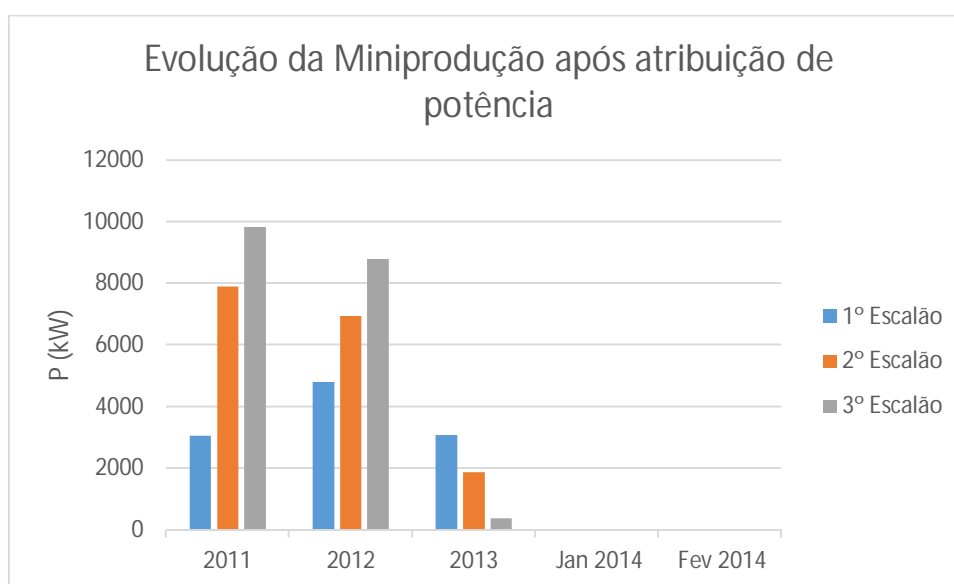
Apesar de nos últimos 30 anos, o preço da tecnologia ter diminuído mais de 20%, o decréscimo do efeito das economias de escala na produção e implementação da tecnologia não deu espaço para a redução do custo, aliás, com a temática de *anti-dumping* implementada pela Comissão Europeia ao taxar os equipamentos provenientes da China (sendo a China um dos maiores produtores mundiais desta tecnologia e com grande competitividade de preços), a

evolução dos preços dos equipamentos fotovoltaicos registou um aumento e não uma redução como esperado neste último ano.

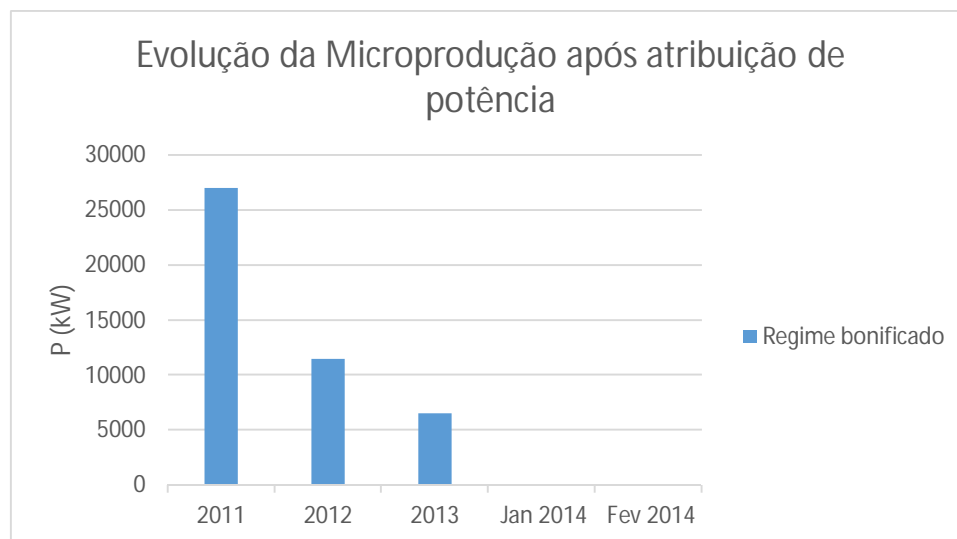
Portanto, sendo a realidade de 2013 bastante distinta da que se vinha a verificar em 2012, foi aguardado pelo setor uma não continuidade às atenuações verificadas nas tarifas, mas com a publicação do despacho do Diretor Geral de Energia e Geologia de 26 de Dezembro de 2013, que define as tarifas para 2014, foram aplicados os mesmos critérios de redução utilizados anteriormente, mais ainda, a reflexão sobre o documento publicado vem suscitar algumas incoerências de eficiência energética e entraves ao investimento, nomeadamente:

- Uma remuneração em regime geral superior a uma remuneração em regime bonificado na microprodução. Sendo possível a instalação de uma potência superior e não havendo a promoção da eficiência energética, dispensando a obrigatoriedade de instalação de sistema térmico ou caldeira a biomassa.
- Uma remuneração no primeiro período, o mais relevante para a amortização do investimento, inferior à do segundo período que desincentiva o investimento.
- Uma remuneração de 66 €/MWh da microprodução contra uma remuneração de 106 €/MWh da miniprodução, favorecida esta pelo fator de escala, originando desta forma uma atenuação ao consumidor doméstico de baixas potências.
- A verificação que para um sistema de microprodução, só o payback do investimento realizado aquando da taxa de registo, seja superior a 1 ano?

A falta de coerência e de novas propostas por parte do Governo está a pôr em causa as empresas do setor, dado não existir condições de trabalhar de uma forma contínua e séria, devido à grave queda nas vendas.



**Figura 8.2** - Potência atribuída na miniprodução.



**Figura 8.3** - Potência atribuída na microprodução.

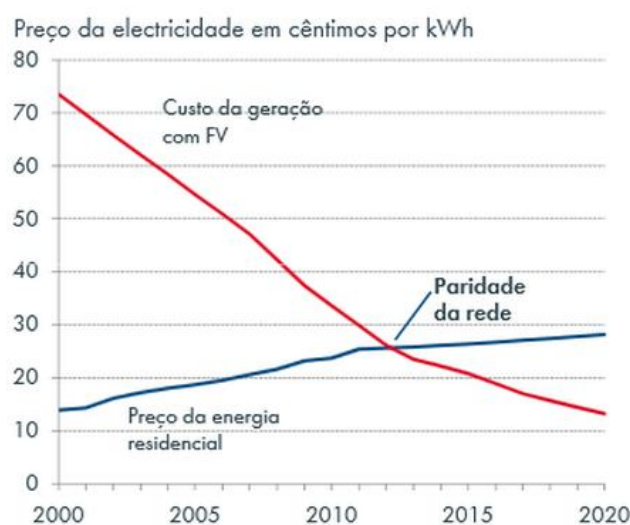
As figuras 8.2 e 8.3 demonstram a diminuição da aposta na microprodução e miniprodução nestes últimos anos, não havendo mesmo qualquer registo nos dois primeiros meses de 2014, com esta diminuição de mercado o setor fotovoltaico apresentará brechas, fomentando uma penetração de empresas com má índole e falta de princípios, aproveitando-se de todas as assimetrias existentes, podendo desta forma todo o setor sofrer danos irreparáveis.

Os resultados obtidos no capítulo 7 deste documento validam esta tese, no sentido em que algumas pequenas e médias empresas do setor continuam a ludibriar os possíveis clientes para este ano de 2014. No sentido em que um setor angustiado com a queda das vendas, após vários anos de promessas e garantias, vindo a ativar investimentos significativos que visavam desenvolver a qualidade e especialidade dos seus serviços, vê-se agora obrigado a sobreviver com uma pequena faixa de clientes que, possivelmente já não acreditam na solução como um investimento financeiro mas sim como uma solução de poupança energética.

Assim existirá a necessidade de alavancar novos rumos e novas mentalidades, com a criação de um novo rumo na legislação que protege o setor, garantindo desta forma a sustentabilidade do custo energético das fotovoltaicas mas também a sustentabilidade do setor empresarial até hoje criado. Devendo este último, procurar alterar as suas políticas de vendas, dando a conhecer a solução não como investimento financeiro mas sim como uma solução de poupança, eficiência energética.

## 4.2 - Autoconsumo sem acumulação

De solução financeira a fator de poupança, a indústria considera que é chegado o momento de viragem, devendo ser preciso afirmar que o fotovoltaico é uma indústria madura e preparada para a próxima fase de desenvolvimento. Acusada de viver à custa dos incentivos e apoios políticos, e do agravamento do custo da energia, a indústria não espera que as tarifas feed-in durem para sempre, a redução progressiva do tarifário e a proximidade do ponto de paridade de rede com o aumento do custo de energia, coloca o setor num novo rumo em que o seu ponto forte irá ser a poupança.



**Figura 8.4** - Paridade da rede.

Até à data, o setor sobrevivia com base nos incentivos tarifários, os investimentos realizados eram alavancados numa perspetiva de venda à rede pública com ganhos diretos, no entanto, a realidade futura poderá ser outra, com a introdução do conceito de poupança, o fotovoltaico deixa de ser um produto financeiro e passa a ser um equipamento de eficiência energética instalado nos consumos.

A falta de sensibilização do cidadão ou a falta de cultura energética das pessoas na implementação de objetivos de sustentabilidade torna o avanço desta medida mais difícil, visto que o payback aumenta e tendo em conta a pouca recetividade do consumidor a períodos de retorno superiores a seis anos. Assim é esperado que a evolução dos custos dos sistemas fotovoltaicos se adaptem a esta nova realidade para manter o número de anos de amortização, e com a compra de eletricidade superior ao valor pago pela produção chega-se à paridade com a rede (figura 8.4), e desta forma, o consumidor vê-se estimulado a combater a despesa dos seus consumos energéticos com a sua própria autossustentabilidade, e desta forma a eletricidade poderá reduzir ou mesmo anular a compra à rede elétrica.

O autoconsumo sem acumulação trata-se de uma solução fotovoltaica, em tudo semelhante às praticadas nos regimes de microprodução e miniprodução, com a particularidade de que a

energia produzida é consumida de forma instantânea pelo produtor/consumidor, e existindo algum excedente este deverá ser entregue à rede. Quando não haja produção pelo sistema fotovoltaico o consumo é garantido pela rede pública, permitindo poupar na fatura da eletricidade e consumir eficientemente um recurso renovável e inesgotável. O autoconsumo com acumulação ainda não é uma opção viável devido ao elevado custo associado ao armazenamento de energia.

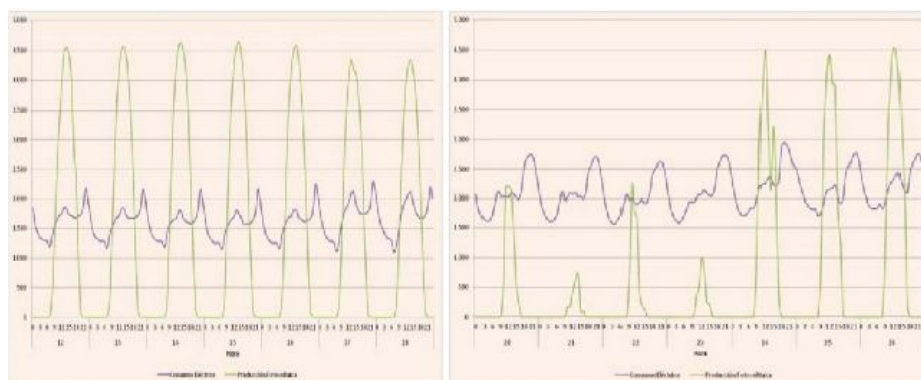


**Figura 8.5** - Consumidor em BT com autoconsumo.

Da figura 8.5 verifica-se a capacidade do sistema fotovoltaico em alimentar totalmente o consumo da instalação a si associada, num determinado período de tempo e com excedentes entregues à rede.

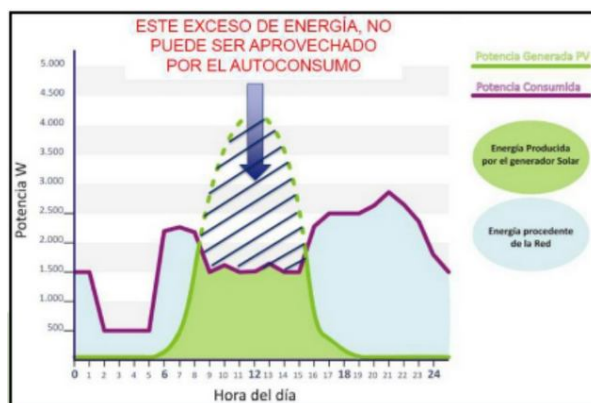
Por si só a medida da implementação do autoconsumo na legislação seria bastante acolhedora para soluções em que a curva de produção se intercala na totalidade com a curva de consumos, sendo o consumo garantido pela produção, como o caso de algumas indústrias que apresentam maiores consumos em períodos de grande incidência solar.

No entanto, os pequenos consumidores domésticos não seriam boas opções visto que os consumos se encontram em períodos de ausência de produção solar, pela manhã e pela noite, e mesmo as indústrias teriam problemas em períodos de inverno em que a radiação solar é bastante residual (figura 8.6).



**Figura 8.6** - Consumo e produção de uma indústria. À esquerda o período de verão, à direita o de inverno.

O futuro do fotovoltaico, e da possibilidade de autoconsumo, passa assim pela necessidade da incorporação de um sistema que tem como base o conceito de *Net Metering*, sistema de compensação de saldos de energia que permite ao produtor/consumidor utilizar a rede elétrica para o “armazenamento” dos excedentes pontuais, podendo vir a ser recuperados posteriormente.



**Figura 8.7** - Excesso de produção nas horas de ponta.

O excesso de produção (figura 8.7), não aproveitado pelo consumo instantâneo, poder ser desta forma entregue à rede pública, à semelhança dos regimes de microprodução e miniprodução, mas em vez de haver retornos financeiros diretos, o consumidor/produtor teria a possibilidade de “descontar” esta entrega futuramente num consumo assegurado pela rede, fundamentalmente haveria um chamado “acerto de contas”, um diferencial entre o consumo e a produção, não havendo contrapartidas financeiras garantidas à produção, sendo menosprezado qualquer excedente que não venha a ser utilizado.

Um net metering com um acerto anual permitiria à indústria “deslocar” as suas produções excedentes de verão para períodos de inverno, bem como aos consumos domésticos, de períodos de produção diurna para consumo noturno.

Mais ainda, o acoplamento deste novo regime ao SEN não seria insuportável do ponto de vista de equilíbrio de renováveis, pelo contrário, poderia ser uma ferramenta de grande utilidade. Como se sabe a fotovoltaica opera normalmente em períodos em que nem a eólica e nem a hídrica compensa o diagrama de cargas, elevada incidência num período de verão com reduzido recurso hídrico e em horas do dia de reduzida presença do vento, e ao contrário, é ausente no inverno com elevados recursos hídricos e em horas da noite com elevada presença do vento.

Concluindo, é extremamente importante para o setor fotovoltaico que uma nova legislação em Portugal aponte novos caminhos para uma sustentabilidade eficiente, produtiva e viável. Com a mudança do paradigma de investimento financeiro para poupança e eficiência energética, a implementação de um regime de autoconsumo com base no net metering poderá permitir a prossecução deste setor fragilizado.



# Capítulo 9

## Conclusão

O trabalho desenvolvido nesta dissertação, em ambiente empresarial, focando os sistemas fotovoltaicos ligados à rede nos regimes de microprodução, miniprodução e grande produção, permitiu adquirir um conhecimento realista e profundo do setor fotovoltaico em Portugal.

No enquadramento da energia solar em Portugal, a atual tecnologia e a sua implementação continua a sofrer um grave desconhecimento pelas entidades que atuam neste campo, grande culpa devido à imensa e incompreensível legislação jurídica existente, à ausência de guias técnicos que apoiem a instalação fotovoltaica bem como, à incompreensível mentalidade de não se procurar realizar, por parte dos produtores e de alguns engenheiros, trabalhos de projeto que idealizem, implementem e legalizem as soluções a se empregar, desde logo numa fase inicial, podendo solucionar muitos inconvenientes presentes ao longo do projeto, nomeadamente na aceitação da ligação à rede por parte do operador.

A viabilidade do setor encontra-se em desaire com a atual conjuntura das novas tarifas praticadas, não sendo mais interessante a produção fotovoltaica em Portugal de um ponto de vista de investimento financeiro.

A preocupação atual do Governo continua a recair apenas na salvaguarda do setor elétrico, nomeadamente na boa sustentabilidade associado aos custos das tecnologias, negligenciando todo o setor empresarial fotovoltaico criado à volta de promessas de crescimento, continuando a ignorar a tão aguardada legislação que fomenta e permita o autoconsumo em Portugal.

Concluindo, o trabalho realizado permitiu conhecer as graves dificuldades que o setor fotovoltaico espera em 2014, com ausência de uma nova legislação e a extinção de tarifas gratificantes, bem como, e graças à Matelfe, um contato direto com o terreno, que leva à constatação de ausência de figuras, entidades e engenheiros, realmente especializados e dotados de conhecimentos do setor fotovoltaico em Portugal.

Como futuras propostas de trabalho é indicado a criação de,

- Estudo de um regime de autoconsumo baseado em net metering, nomeadamente as implicações que este teria para o SEN do ponto de vista técnico;
- Criação e publicação de um guia técnico, em conformidade com a DGEG e operador da rede, relativamente aos procedimentos a seguir e serviços a implementar para uma produção de energia com ligação à rede de distribuição na média tensão.

## Referências

- [1] SANTOS, Filipe Fernandes dos - Utilização de Energia Fotovoltaica para a eficiência energética de uma moradia. FEUP, 2011. Dissertação de mestrado.
- [2] MARQUES, José Pedro Pinto Teixeira - Modelação e Controlo de Conversor DC/AC para interligação de painéis fotovoltaicos à Rede. FEUP, 2009. Dissertação de mestrado.
- [3] CARVALHO, Domingos Miguel Sequeira - Análise e Caracterização Energética de Sistemas Fotovoltaicos de Baixa Potência com Ligação à Rede Eléctrica. FEUP, 2011. Dissertação de mestrado.
- [4] MEDEIROS, Nuno André Carnido - Sistema de Observação e Análise para Parques Fotovoltaicos. FEUP, 2008. Relatório de mestrado.
- [5] ESTEVES, Miguel Filipe da Silva - CENTRAIS FOTOVOLTAICAS EM HABITAÇÕES UNIFAMILIARES. FEUP, 2012. Dissertação de mestrado.
- [6] SMA, Energy That Changes - Sunny Family 2012. Catálogo de Produtos.
- [7] Protecções de Sistemas Fotovoltaicos. Disponível em <http://www.voltimum.pt/artigos/proteccoes-de-sistemas-fotovoltaicos-parte-i>
- [8] SMA, Energy That Changes - Próximas Inovações de 2013. Novidades de Produtos.
- [9] FREIRE, Raphael Nunes - Análise de viabilidade de Projectos de Minigeração Fotovoltaica. FEUP, 2011. Dissertação de mestrado.
- [10] SUNTECH - Guia de instalação Global para o módulo de energia fotovoltaico Suntech. Versão 120701.
- [11] Renováveis magazine - Revista técnico-profissional de energias renováveis. Edição nº9 - 1º trimestre de 2012 - ano 3.
- [12] Bacalhau, João - Protecção contra descargas atmosféricas nos sistemas fotovoltaicos, sim ou não. Disponível em [www.jdes.com.pt](http://www.jdes.com.pt)
- [13] Presidência do conselho de ministros. - Resolução do Conselho de Ministros nº 29/2010. Diário da República, 1ª série - nº73- 15 de Abril de 2010.
- [14] ALVES, Vitor Alexandre Moreia - Dimensionamento de sistemas de produção de electricidade baseados em energia solar fotovoltaica. FEUP, 2008. Relatório de mestrado.
- [15] ABB, Power and productivity for a better world™ - Technical Application Paper No. 10. Photovoltaic plants.
- [16] EDP, distribuição - Manual de ligações à rede eléctrica do serviço público. Guia técnico e logístico de boas práticas. 2011. 3ª Edição.

- [17] Certiel - Guia prático de Instalações de Microprodução.
- [18] Energia Fotovoltaica- Manual sobre tecnologias, projeto e instalação. Disponível em [www.portal-energia.com](http://www.portal-energia.com)
- [19] Presidência do Conselho de Ministros - Resolução do Conselho de Ministros nº 20/2013. Diário da República 1º série - Nº70 - 10 de abril de 2013.
- [20] PROENÇA, Emanuel Dâmaso Rodrigues Brinquete - A Energia Solar Fotovoltaica em Portugal. IST, 2007. Dissertação de mestrado.
- [21] ERSE - Guia de medição, leitura e disponibilização de dados de energia elétrica em Portugal continental. 23 de Dezembro de 2011.
- [22] COSTA, José Filipe Carvalho Costa - Projeto de Central Fotovoltaica de 2 MW de Injeção na Rede Elétrica de Serviço Público e Viabilidade Económica do Projeto. Universidade do Minho, 2012.
- [23] Ministério da Indústria e Energia - Guia técnico das instalações de Produção Independente de Energia Eléctrica. DGE, 1994.
- [24] Manual do Utilizador - Instalação de Microprodução Fotovoltaica de energia. Disponível em [www.visotela.pt](http://www.visotela.pt)
- [25] Portaria nº 237/2013, de 24 de julho. Diário da República, 1º série - Nº 141 - 24 de julho de 2013.
- [26] Portaria nº 243/2013, de 2 de agosto. Diário da República, 1º série - Nº 148 - 2 de agosto de 2013.
- [27] Portaria nº 596/2010, de 30 de Julho. Diário da República, 1º série - Nº 147 - 30 de julho de 2010.
- [28] Portaria nº 430/2012, de 31 de Dezembro. Diário da República, 1º série - Nº 252 - 31 de dezembro de 2012.
- [29] Decreto-lei nº 312/2011 de 10 de Dezembro. D.R. Série A.
- [30] Decreto-lei nº 25/2013 de 19 de Fevereiro. D.R. 1º Série nº 35.
- [31] Decreto-lei nº 33-A/2005 de 16 de Fevereiro. D.R. 1º Série A.
- [32] Decreto-lei nº 34/2011 de 8 de Março D.R. 1º Série nº 47.
- [33] Decreto-lei nº 68/2002 de 25 de Março. D.R. 1º Série A.
- [34] Decreto-lei nº 118-A/2010 de 25 de Outubro. D.R. 1º Série nº 207.
- [35] Decreto-lei nº 132-A/2010 de 21 de Dezembro. D.R. 1º Série nº 245.
- [36] Decreto-lei nº 168/99 de 18 de Maio. D.R. 1º Série A.
- [37] Decreto-lei nº 189/88 de 27 de Maio. D.R. 1º Série A.
- [38] Decreto-lei nº 215-B/2012 de 8 de Outubro. D.R. 1º Série nº 194.
- [39] Decreto-lei nº 225/2007 de 31 de Maio. D.R. 1º Série nº 105.
- [40] Decreto-lei nº 313/95 de 24 de Novembro. D.R. 1º Série A.
- [41] Decreto-lei nº 339-C/2001 de 29 de Dezembro. D.R. 1º Série nº 300.
- [42] Decreto-lei nº 363/2007 de 2 de Novembro. D.R. 1º Série nº 211.
- [43] CCBS Energia Solar Renovável - Células Fotovoltaicas - <http://www.ccbs-energia.pt/celulas-fotovoltaicas>, acedido em Dezembro de 2013
- [44] Portal Energia - Principais tipos de células fotovoltaicas constituintes de painéis solares - <http://www.portal-energia.com/principais-tipos-de-celulas-fotovoltaicas-constituientes-de-paineis-solares/>, acedido em Dezembro de 2013.

- [45] Solar Terra - Energia Solar Fotovoltaica: Guia Prático, disponível em <http://mbecovilas.files.wordpress.com/2011/06/energia-solar-fotovoltaica.pdf>, acedido em Dezembro de 2013
- [46] [www.cm-evora.pt](http://www.cm-evora.pt)
- [42] <http://www.portal-energia.com/category/energiasolar/documentacao-energia-solar/>
- [43] <http://e2p.inegi.up.pt/index.asp>
- [44] <http://ecopower.pt/miniproducao/>
- [45] <http://www.edpdistribuicao.pt/pt/produtor/renovaveis/Pages/licenciamentoeLigacaoRede.aspx>
- [46] <http://www.apisolar.pt/pt/energia-solar-fotovoltaica/politicas-publicas-legislacao>
- [47] <http://www.enrepo.pt/images/misc/documentos/guiamicrogeracao.pdf>
- [48] <http://www.generalcable.pt/>
- [49] <http://www.centrodeinformacao.ren.pt/PT/InformacaoExploracao/Paginas/EstatisticaDiariaDiagrama.aspx>
- [50] <http://www.apren.pt/dadostecnicos/index.php?id=486&cat=373>

## **Anexo A**

### **Soluções de ligação da unidade de Microprodução à RESP**

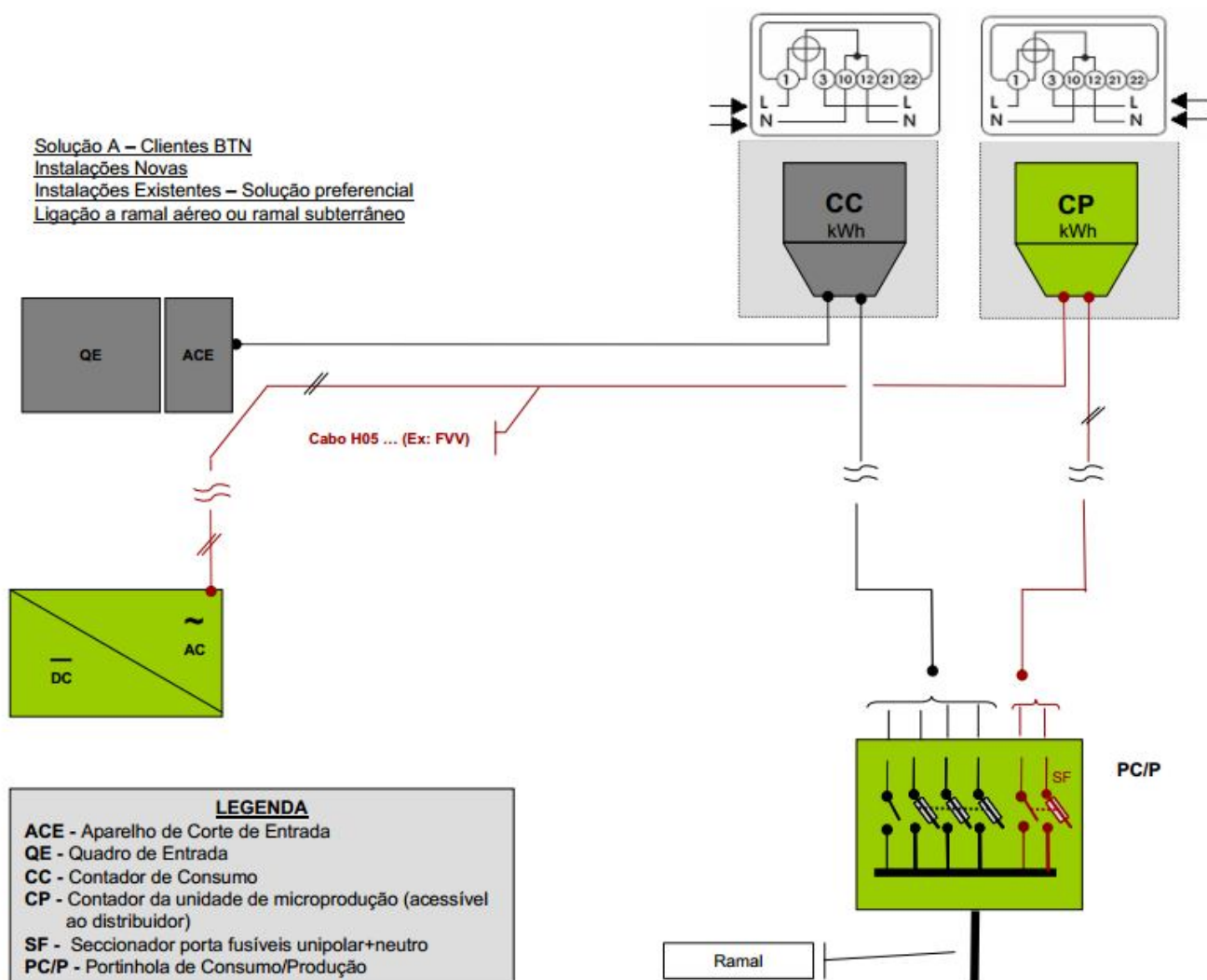
1. Solução A - Clientes BTN - Instalações novas/Instalações existentes - Solução preferencial / Ligação a ramal aéreo ou ramal subterrâneo.
2. Solução B - Clientes BTN - Instalações existentes - Solução alternativa - Ligação a ramal subterrâneo.
3. Solução C - Clientes BTN - Instalações existentes - Solução alternativa - Ligação à rede aérea em torçada com portinhola já existente na instalação de consumo.
4. Solução D - Clientes BTN - Instalações existentes - Solução alternativa - Ligação a ramal aéreo ou ramal subterrâneo através dos terminais de entrada do contador de produção (esta solução apenas deve ser utilizada quando a solução preferencial e as outras soluções alternativas não forem convenientes, por razões de espaço ou arquitetónicas).
5. Solução D - Esquema de pormenor (multifilar) - Ligação à rede através dos terminais de entrada do contador de consumo.
6. Solução E - Clientes BTE - Instalações novas/Instalações existentes - Solução preferencial - Ligação a ramal aéreo ou ramal subterrâneo - Instalações sem transformadores de corrente.
7. Solução F - Clientes BTE - Instalações existentes - Solução Alternativa - Ligação a ramal aéreo em torçada com portinhola já existente na instalação de consumo.
8. Solução G - Clientes BTE - Instalações existentes - Solução Alternativa - Transformadores de intensidade instalados nos condutores do Ramal.
9. Solução H - Clientes BTE - Solução alternativa - Transformadores de intensidade instalados em quadro próprio.

Solução A – Clientes BTN

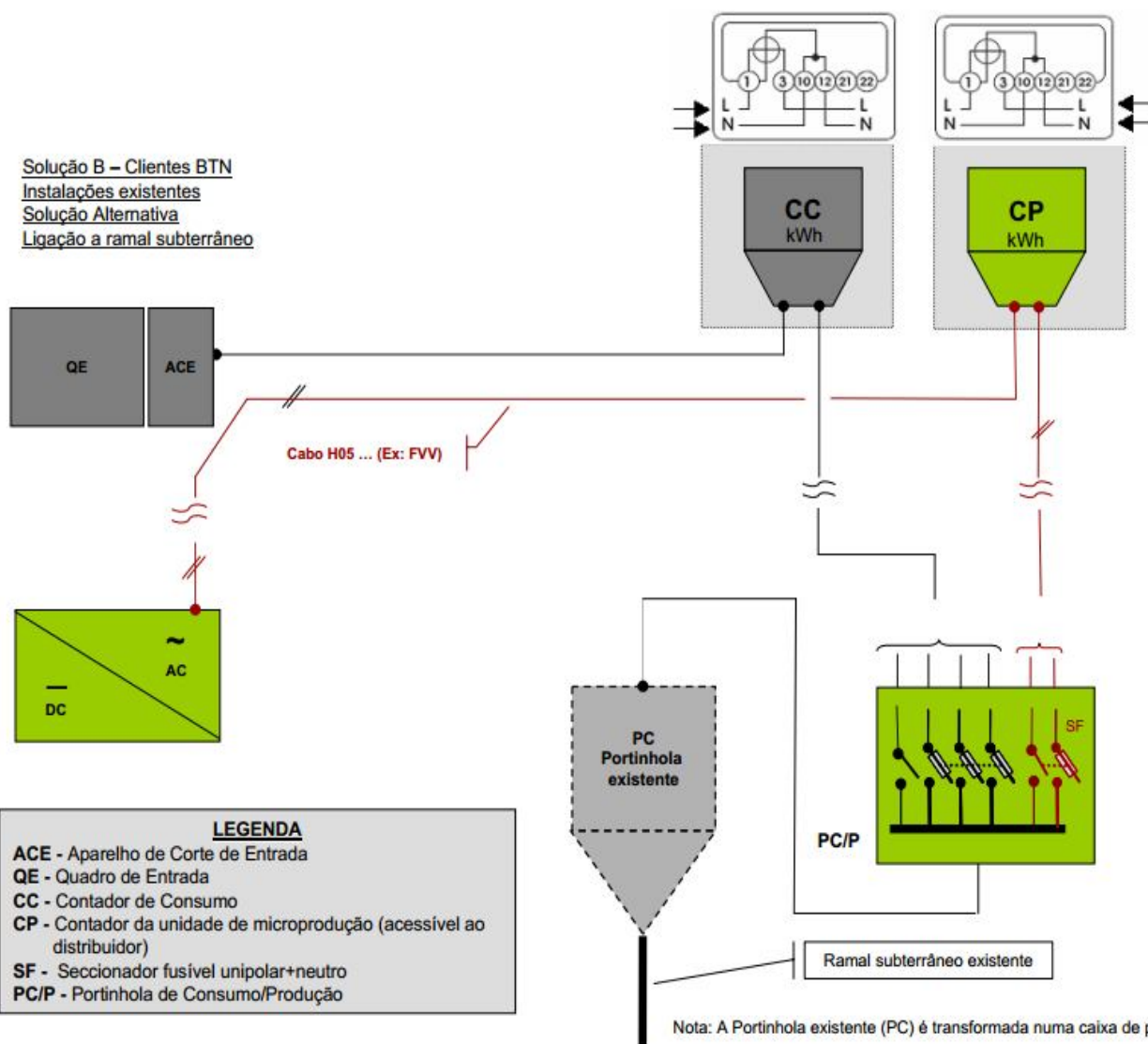
Instalações Novas

Instalações Existentes – Solução preferencial

Ligação a ramal aéreo ou ramal subterrâneo



Solução B – Clientes BTN  
 Instalações existentes  
 Solução Alternativa  
 Ligação a ramal subterrâneo

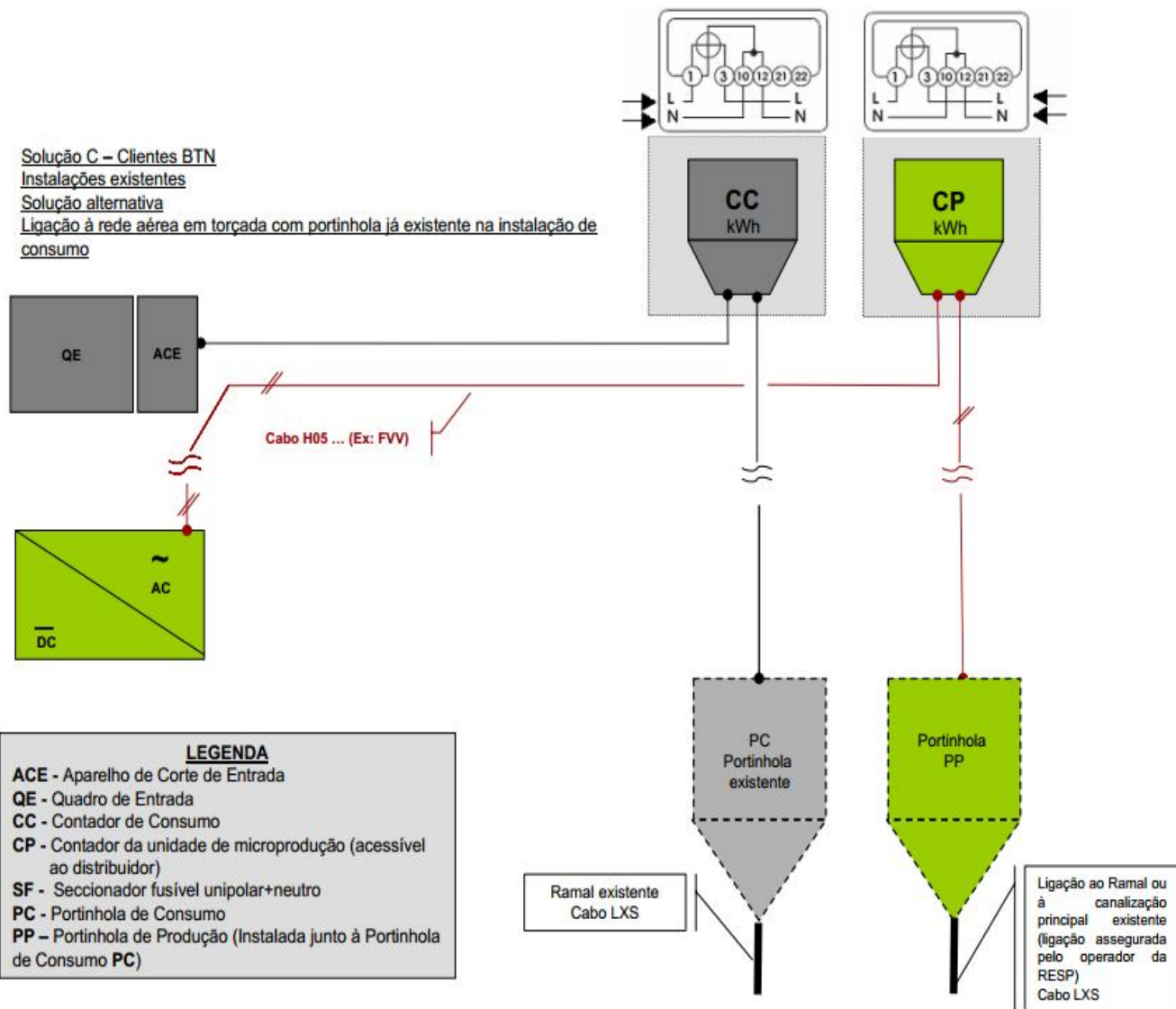


Solução C – Clientes BTN

Instalações existentes

Solução alternativa

Ligação à rede aérea em torçada com portinhola já existente na instalação de consumo





#### Solução D – Clientes BTN

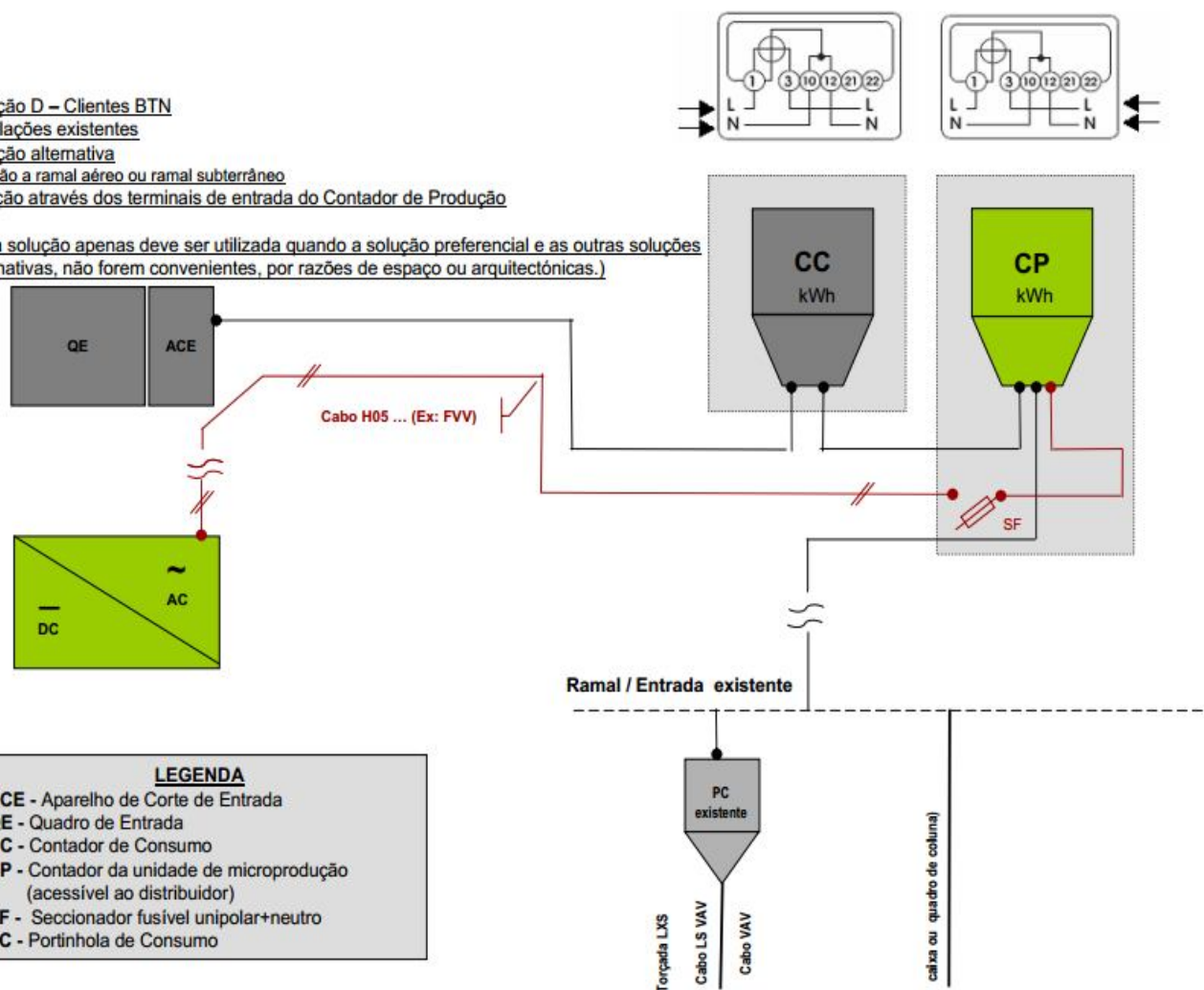
Instalações existentes

Solução alternativa

Ligação a ramal aéreo ou ramal subterrâneo

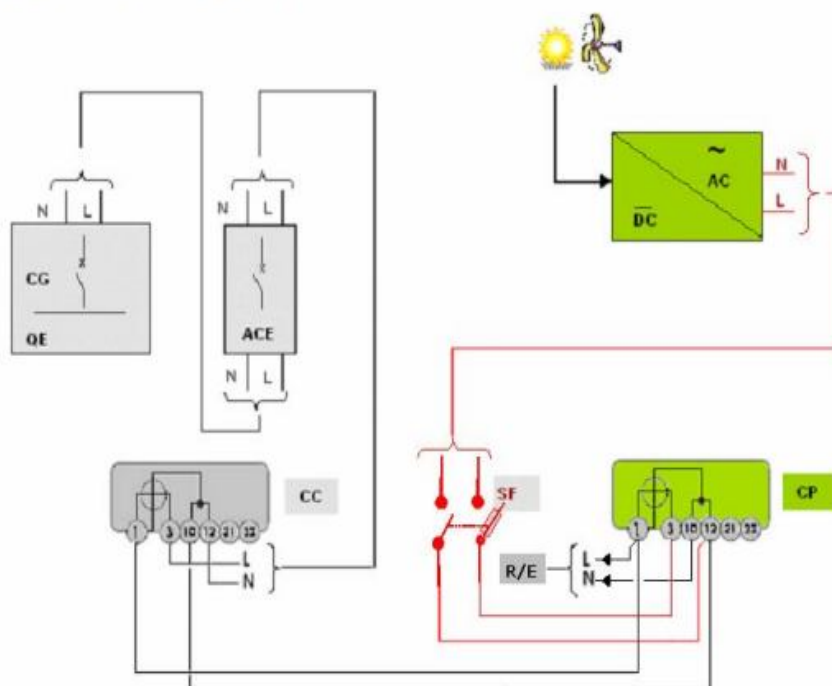
Ligação através dos terminais de entrada do Contador de Produção

(Esta solução apenas deve ser utilizada quando a solução preferencial e as outras soluções alternativas, não forem convenientes, por razões de espaço ou arquitectónicas.)



Solução D – Esquema de pormenor (multifilar)

Ligação à rede através dos terminais de entrada do contador de produção



**Notas:**

- 1- A ligação do Contador de Consumo ao Contador de Produção pode ser feita directamente nos terminais deste, ou através de ligadores adequados (terminais de forquilha ou outros);
- 2- A secção dos condutores de interligação do Contador de Produção ao Contador de Consumo deve ser dimensionada para a potência máxima admissível (PMA) da instalação de consumo;
- 3- Quando o Inversor não for dotado com transformador de isolamento ou disjuntor diferencial deverá este ser intercalado entre aquele e o Contador de Produção;
- 4- O esquema de ligação do Contador de Produção ao Contador de Consumo mantém-se quando este for trifásico.

**LEGENDA**

- ACE** - Aparelho de Corte de Entrada  
**CG** - Corte Geral  
**QE** - Quadro de Entrada  
**CC** - Contador de Consumo  
**CP** - Contador da unidade de microprodução (acessível ao distribuidor)  
**SF** - Seccionador fusível unipolar+neutro  
**R/E** - Ramal / Entrada

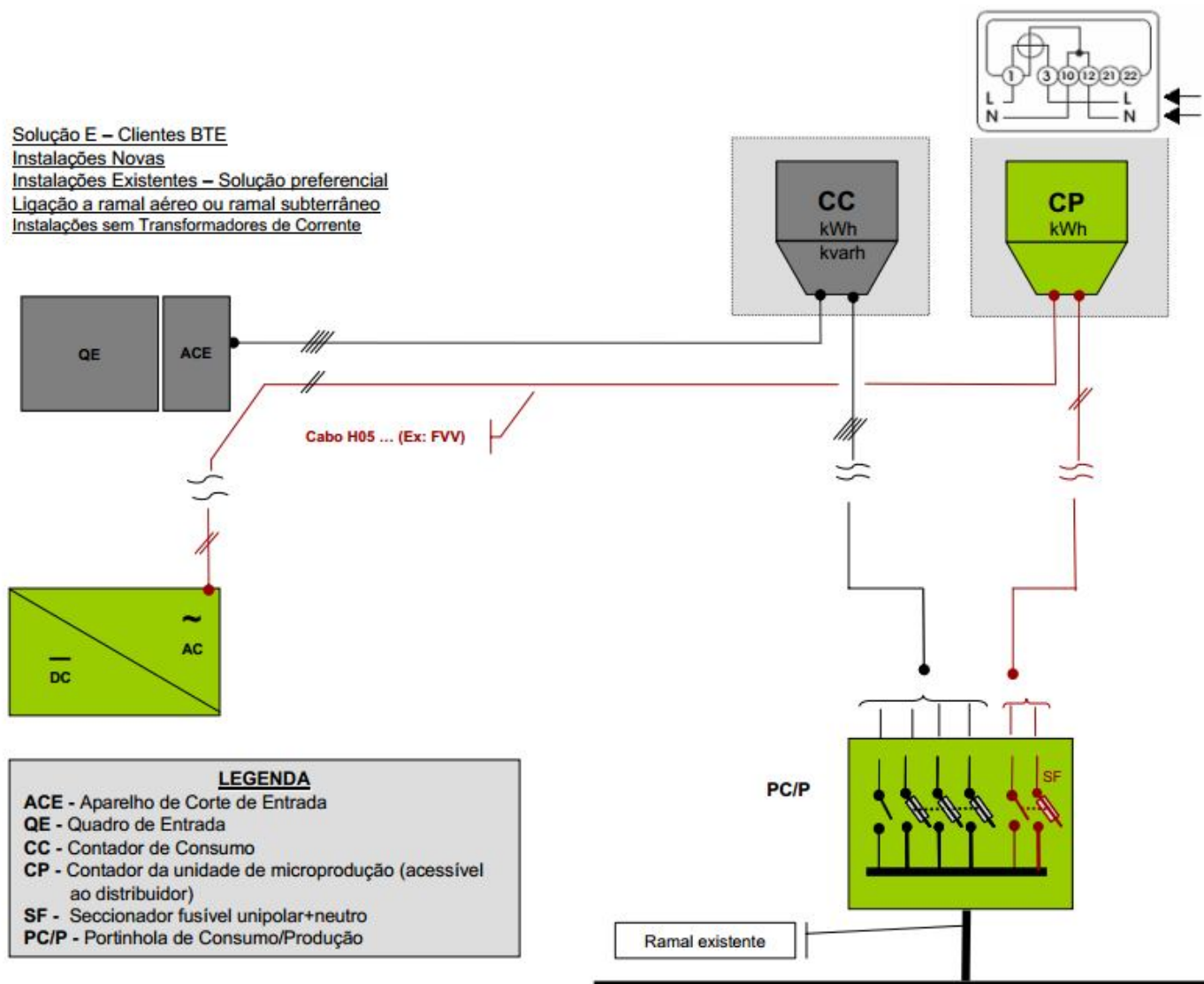
Solução E – Clientes BTE

Instalações Novas

Instalações Existentes – Solução preferencial

Ligação a ramal aéreo ou ramal subterrâneo

Instalações sem Transformadores de Corrente



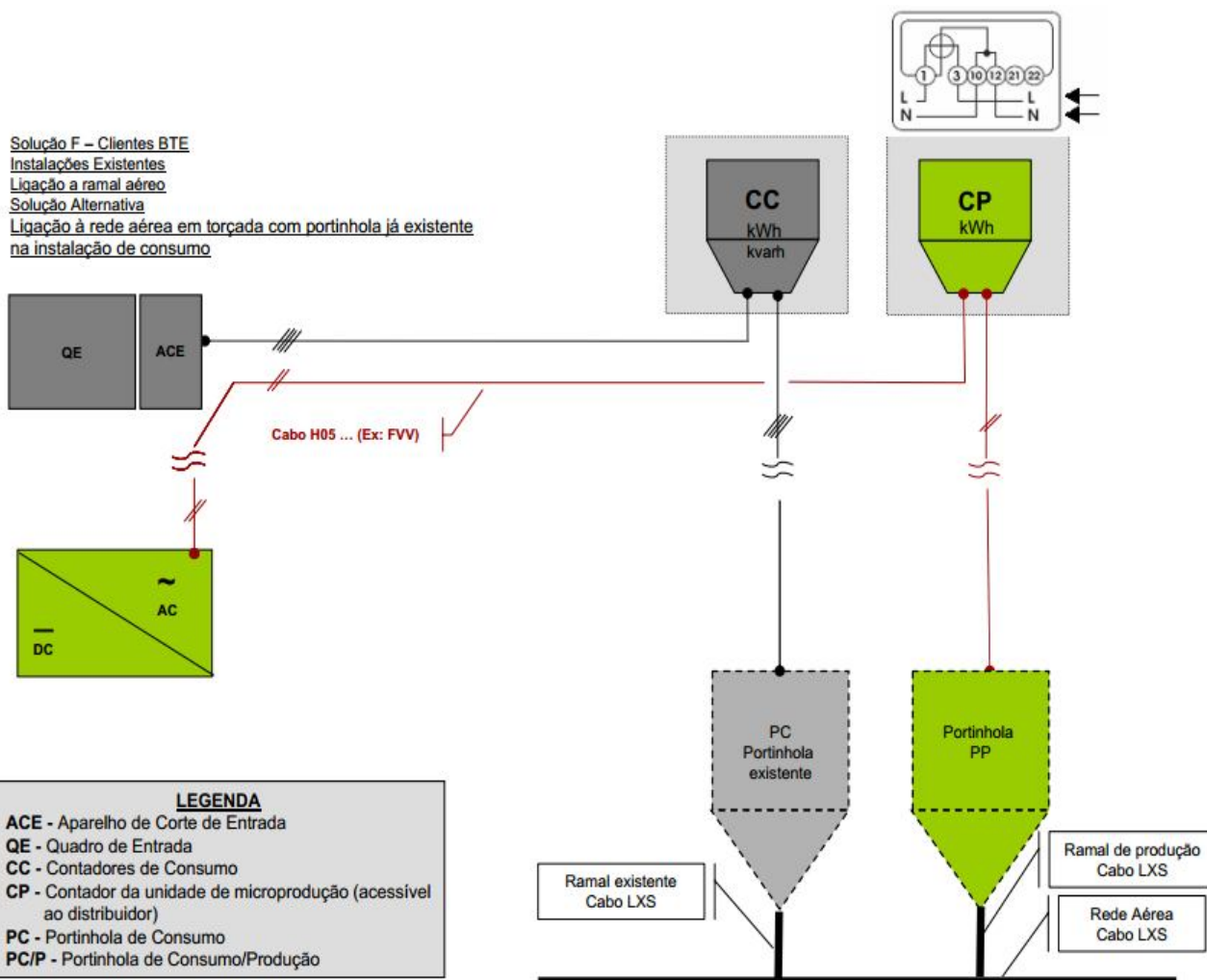
# Solução F – Clientes BTE

## Instalações Existentes

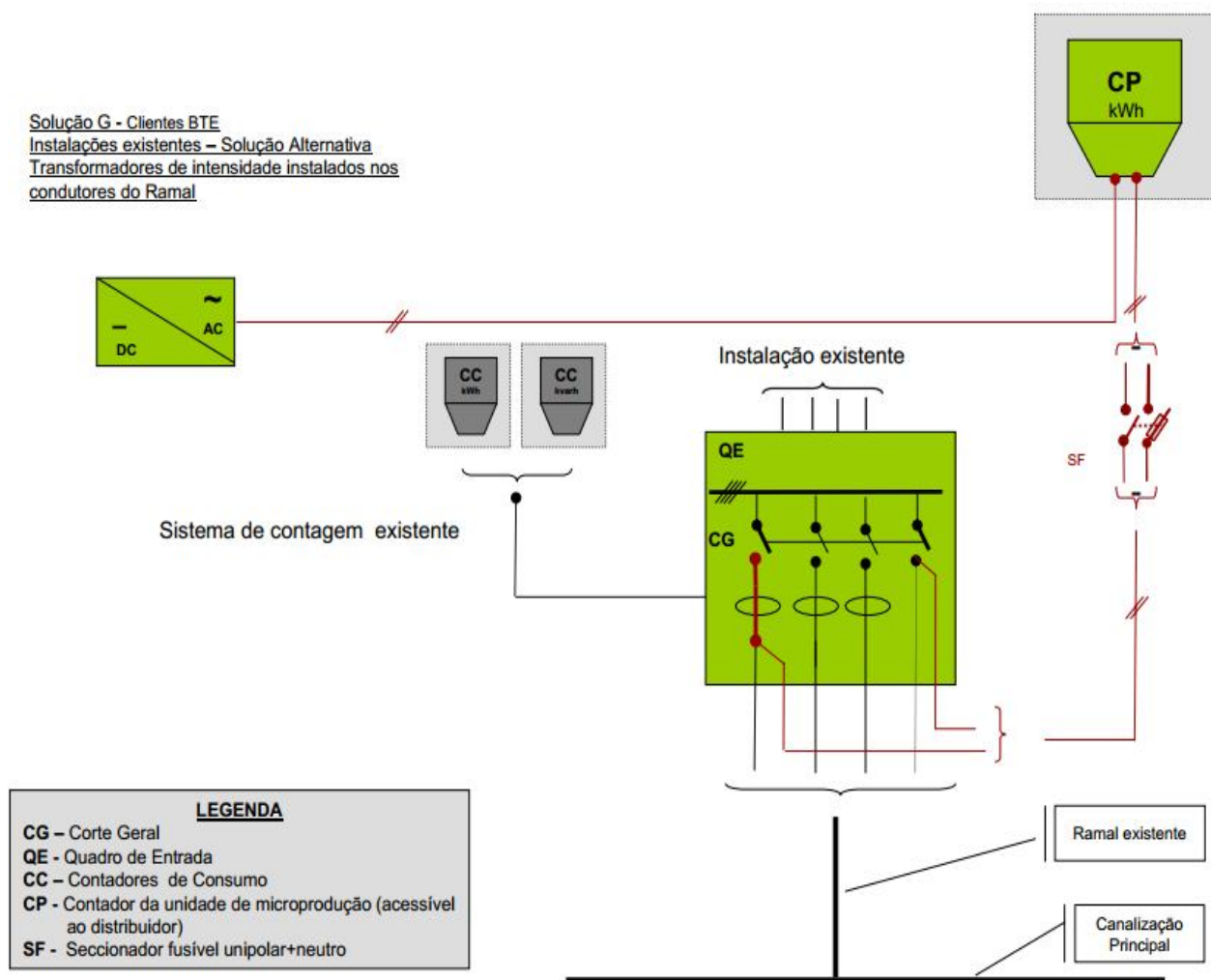
## Ligação a ramal aéreo

## Solução Alternativa

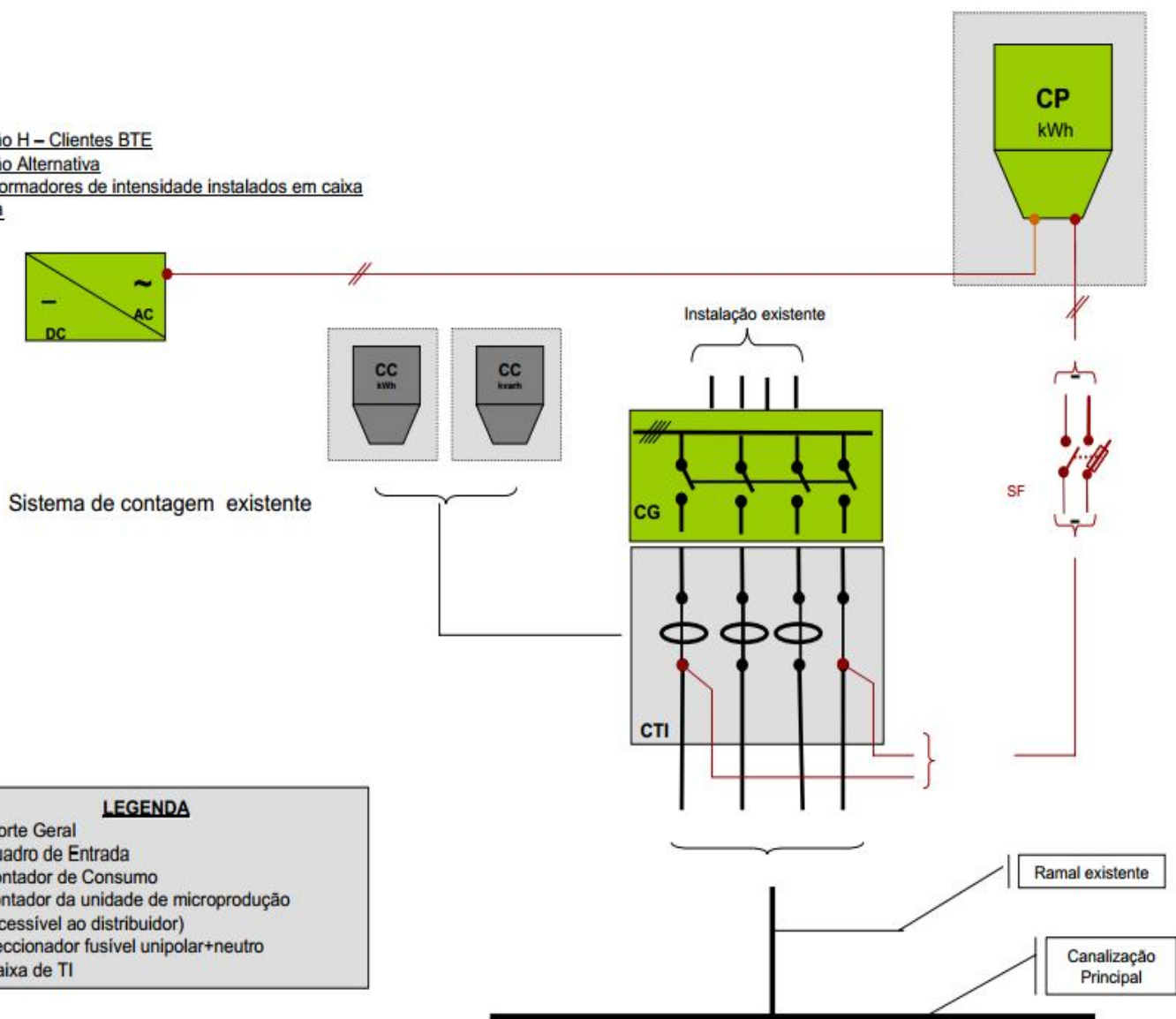
## Ligação à rede aérea em torçada com portinhola já existente na instalação de consumo



Solução G - Clientes BTE  
Instalações existentes – Solução Alternativa  
Transformadores de intensidade instalados nos  
condutores do Ramal



Solução H – Clientes BTE  
 Solução Alternativa  
 Transformadores de intensidade instalados em caixa  
 própria



## **Anexo B**

### **Soluções de ligação da unidade de Miniprodução à RESP**

1. Instalação de consumo BT monofásica ou trifásica - Instalação de miniprodução monofásica.
- 1.A Esquema de pormenor (multifilar) - Ligação à rede através dos terminais de entrada do contador de miniprodução.
2. Instalação de consumo BT monofásica ou trifásica - Instalação de miniprodução monofásica.
3. Instalação de consumo BT trifásica - Instalação de miniprodução trifásica.
4. Instalação de consumo BTE - Instalação de miniprodução até a 60A (contagem direta).
5. Instalação de consumo BTE - Instalação de miniprodução superior a 60A (contagem indireta).
6. Instalação de consumo BTE com CTI - Instalação de miniprodução até 60A (contagem direta)
7. Instalação de consumo BTE com CTI - Instalação de miniprodução superior a 60A (contagem indireta).
8. Instalação de consumo MT com contagem de consumo do lado do secundário - Instalação de miniprodução até 60A (contagem direta).
9. Instalação de consumo MT com contagem de consumo do lado do secundário - Instalação de miniprodução superior a 60A (contagem indireta).

As instalações de miniprodução devem possuir equipamentos para proteção da interligação com a rede pública que devem assegurar as funcionalidades previstas no Guia Técnico das Instalações de Produção Independente de Energia de máximo/mínimo de tensão e de frequência e, quando a ligação à rede for no nível de média/alta tensão máximo de corrente e de tensão homopolar.

Nas instalações com inversos DC/AC dispensa-se a aplicação de dispositivo externo de proteção contra máximo/mínimo de tensão e de frequência, conforme indicado no Guia Técnico das Instalações de Produção Independente se:

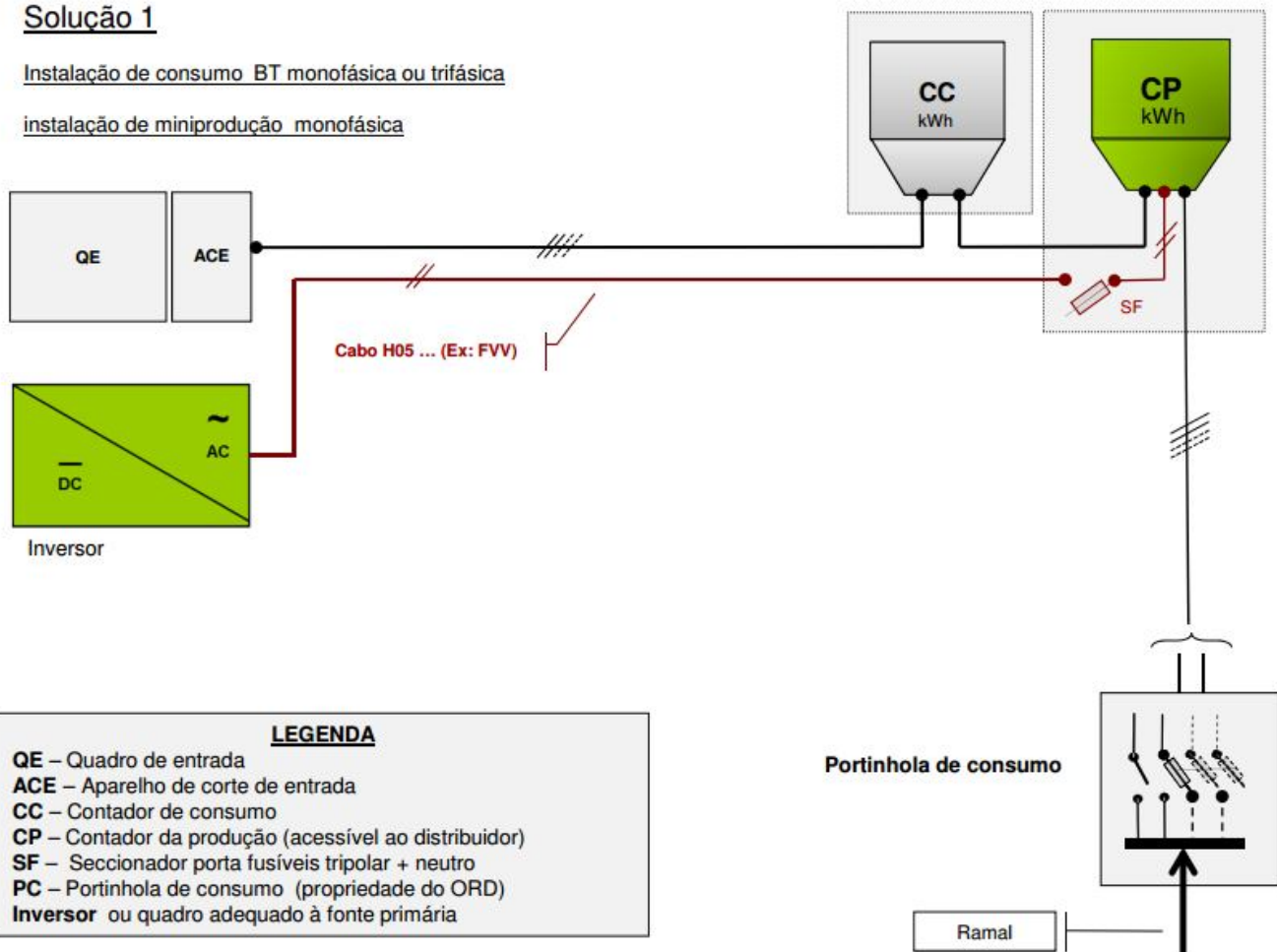
- Para equipamentos até 16A por fase (3,68kW / 11,04kW de potência nominal), for apresentado certificado de conformidade com a norma EN 50438 ou VDE123-1-1;
- Para equipamentos de potência nominal superior a 3,68kW monofásico e 11,04kW trifásico e não superior a 30Kw, for apresentado certificado de conformidade com a norma VDE126-1-1;
- Para equipamentos de potência superior a 30kW, apresentação de declaração do fabricante atestando o cumprimento da norma VDE126-1-1.



## Solução 1

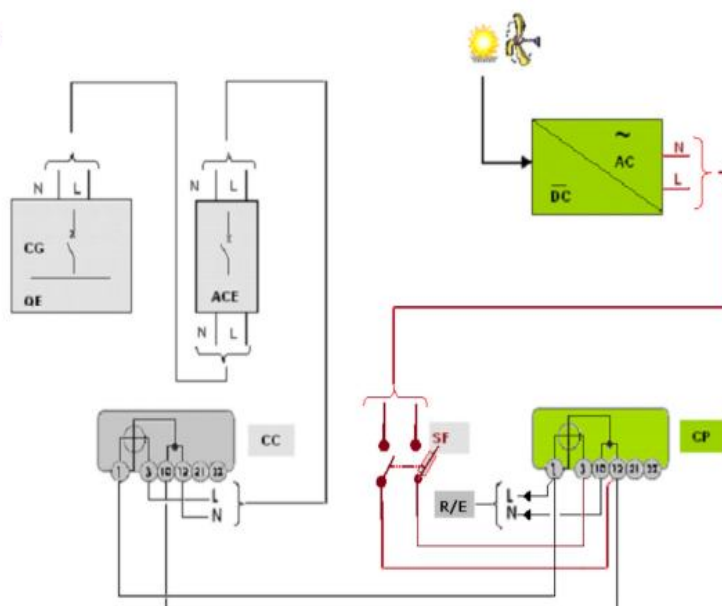
Instalação de consumo BT monofásica ou trifásica

instalação de miniprodução monofásica



## Solução 1A

Esquema de pormenor (multifilar)  
Ligação à rede através dos terminais de  
entrada do contador de produção



### Notas:

- 1- A ligação do contador de consumo ao contador de produção pode ser feita directamente nos terminais deste, ou através de ligadores adequados (terminais de forquilha ou outros);
- 2- A secção dos condutores de interligação do contador de produção ao contador de consumo deve ser dimensionada para a potência máxima admissível (PMA) da instalação de consumo;
- 3- Quando o Inversor não for dotado com transformador de isolamento ou disjuntor diferencial deverá este ser intercalado entre aquele e o contador de produção;
- 4- O esquema de ligação do contador de produção ao contador de consumo mantém-se quando este for trifásico.

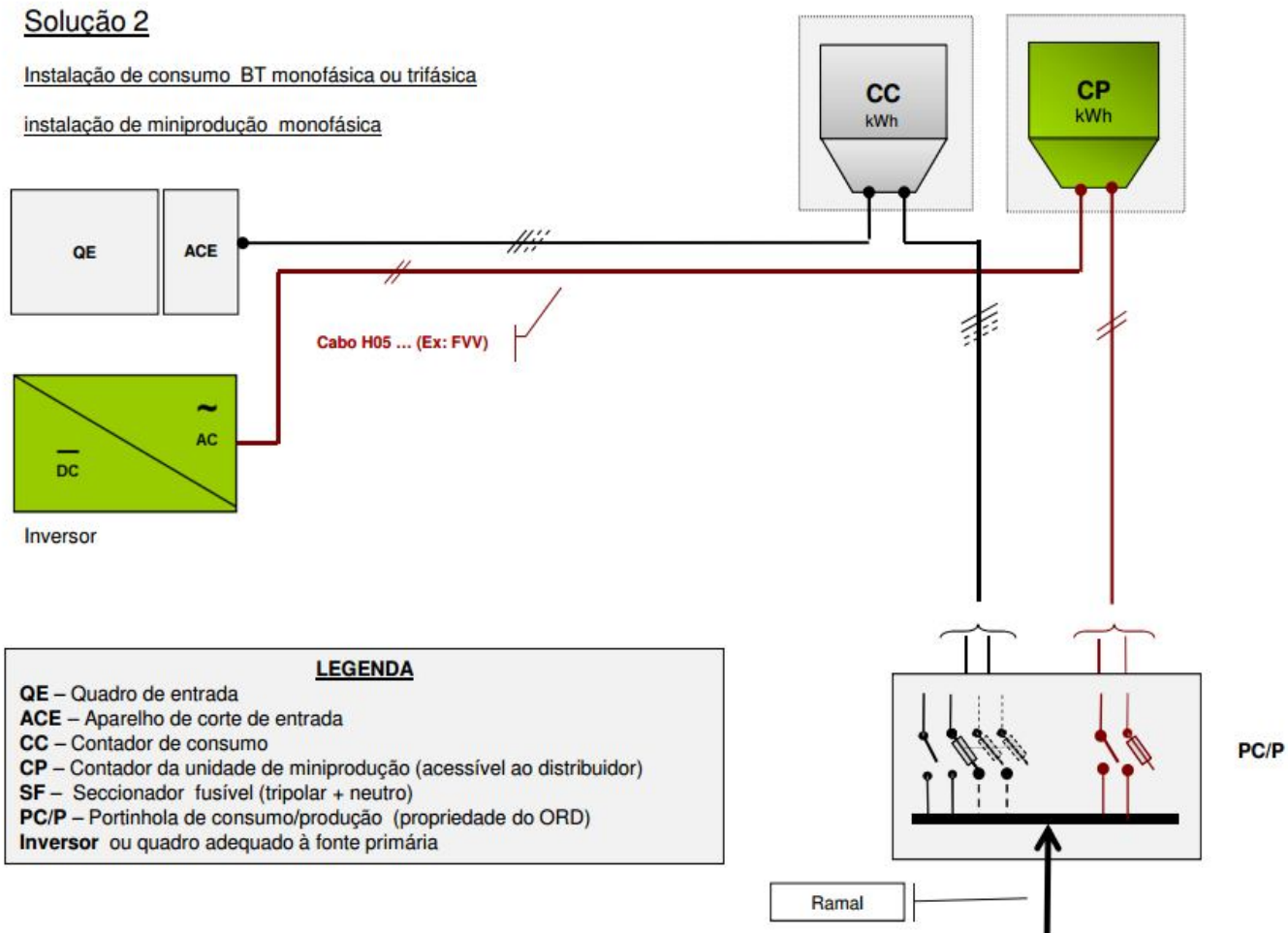
### LEGENDA

ACE – Aparelho de corte de entrada  
CG – Corte geral  
QE – Quadro de entrada  
CC – Contador de consumo  
CP – Contador da produção (acessível ao distribuidor)  
SF – Seccionador fusível unipolar+neutro  
R/E – Ramal / Entrada

## Solução 2

Instalação de consumo BT monofásica ou trifásica

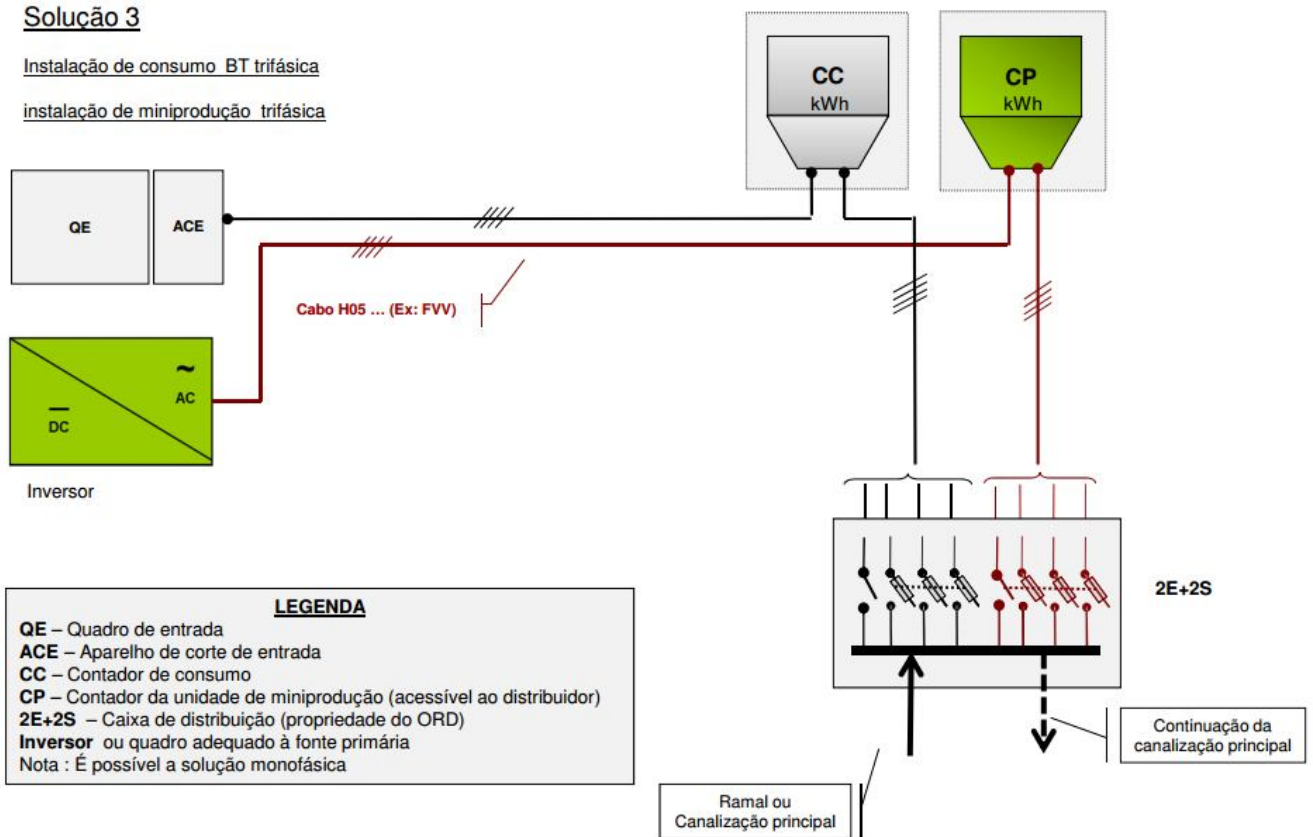
instalação de miniprodução monofásica



### Solução 3

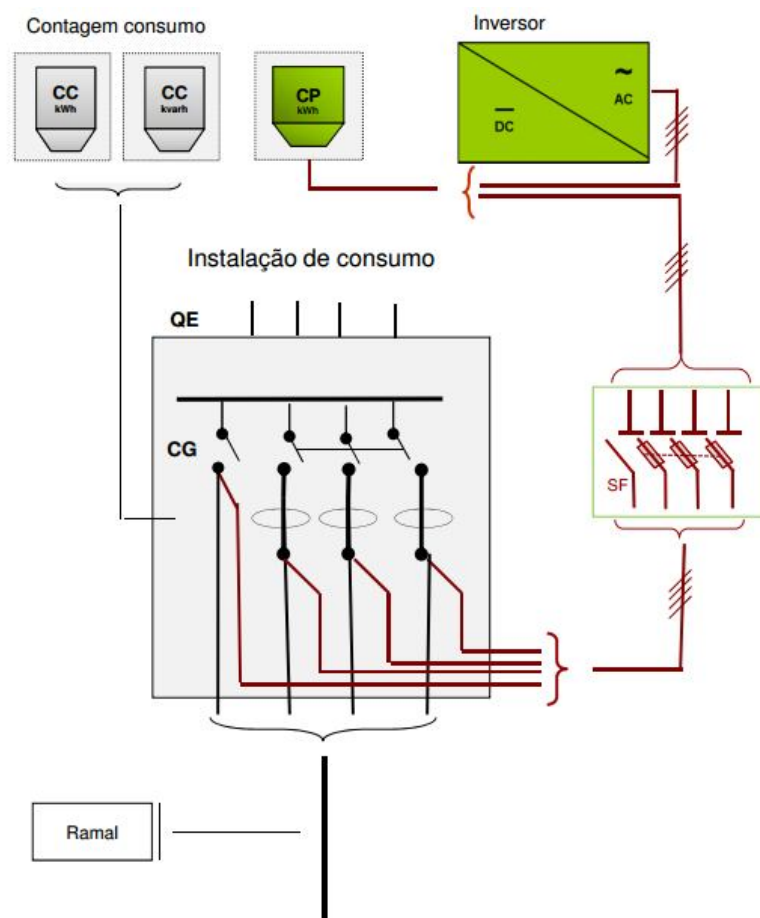
Instalação de consumo BT trifásica

instalação de miniprodução trifásica



#### Solução 4

- Instalação de consumo BTE
- Instalação com miniprodução até 60A (contagem directa)

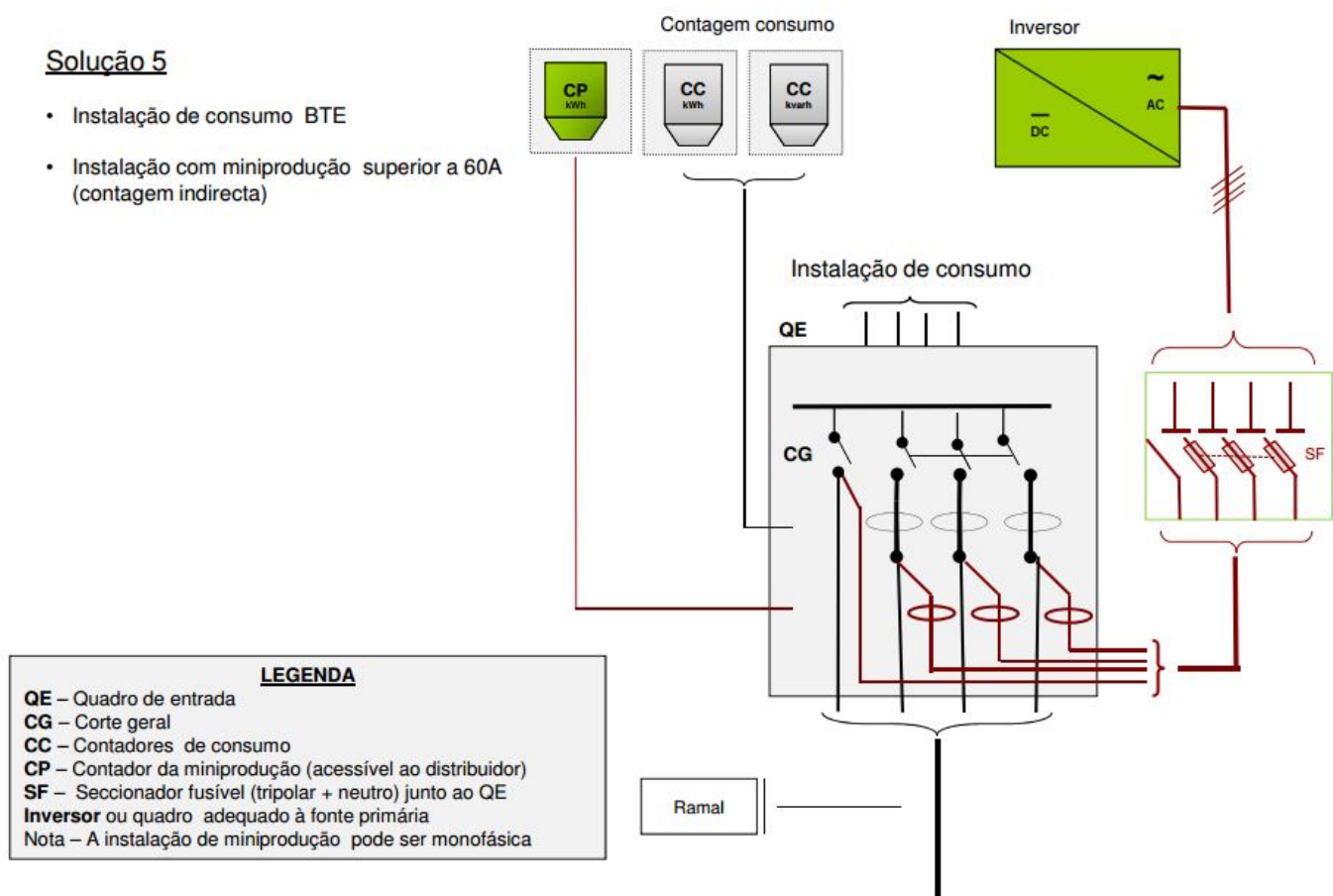


#### LEGENDA

**QE** – Quadro de entrada  
**CG** – Corte geral  
**CC** – Contadores de consumo  
**CP** – Contador da miniprodução (acessível ao distribuidor)  
**SF** – Seccionador fusível (tripolar + neutro) junto ao QE  
**Inversor** ou quadro adequado à fonte primária  
**Nota** – A instalação de miniprodução pode ser monofásica

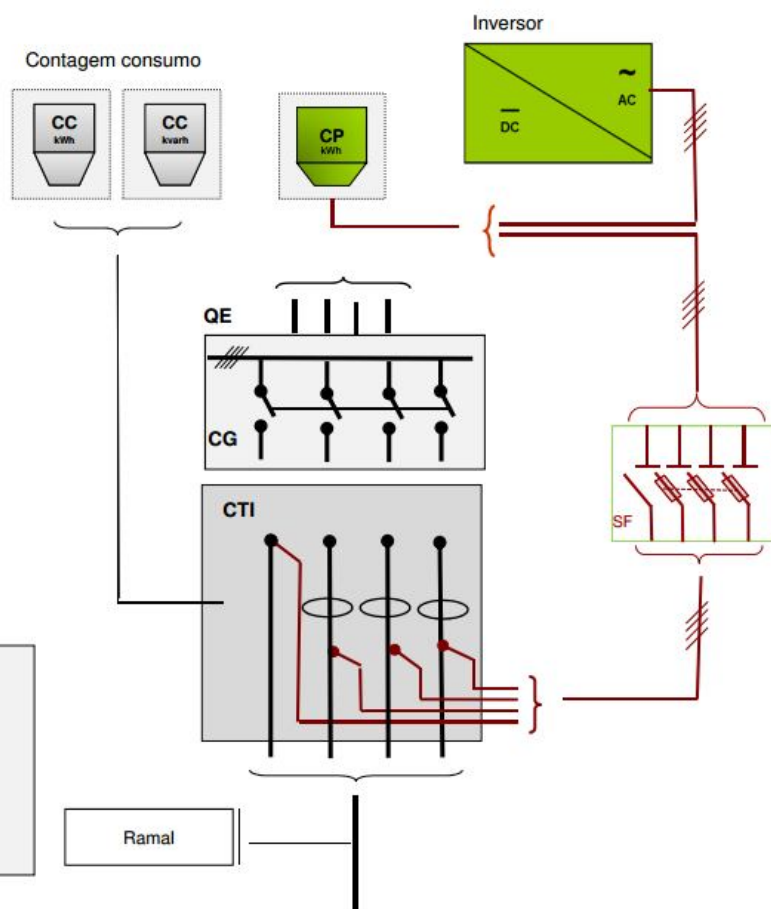
### Solução 5

- Instalação de consumo BTE
- Instalação com miniprodução superior a 60A (contagem indirecta)



## Solução 6

- Instalação de consumo BTE com CTI
- instalação de miniprodução até 60A.  
(contagem directa)

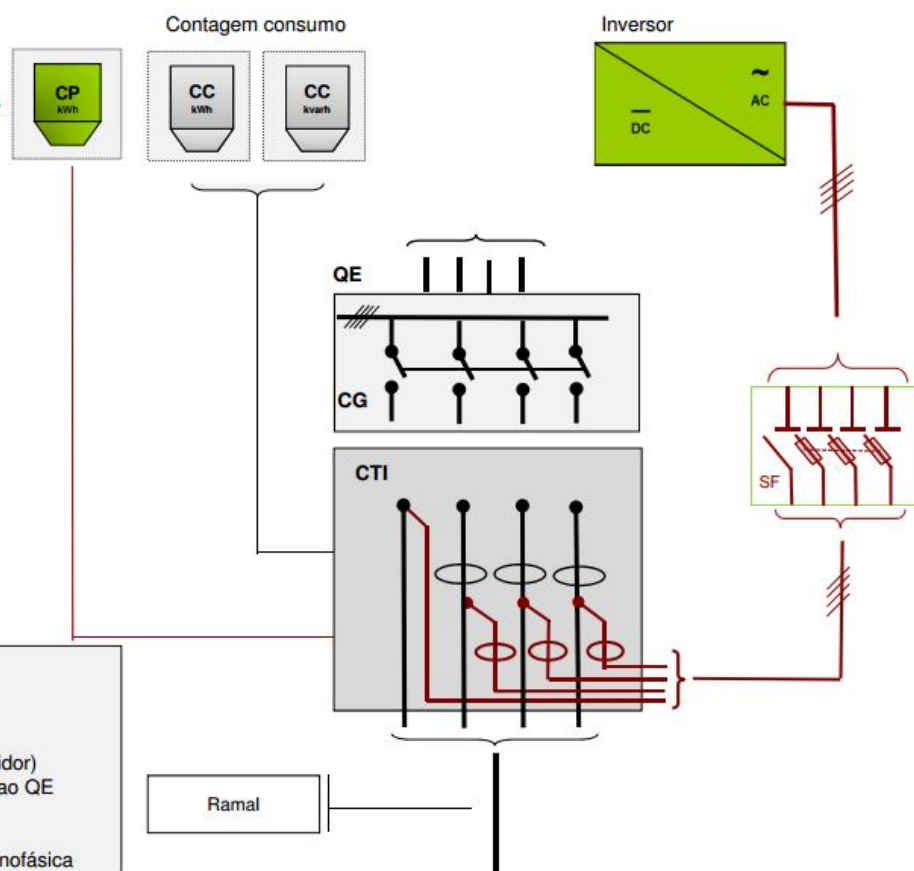


### LEGENDA

**QE** – Quadro de entrada  
**CG** – Corte geral  
**CC** – Contadores de consumo  
**CP** – Contador da miniprodução (acessível ao distribuidor)  
**SF** – Seccionador fusível (tripolar + neutro) junto ao QE  
**CTI** – Caixa de TI  
**Inversor** ou quadro adequado à fonte primária  
**Nota** – A instalação de miniprodução pode ser monofásica

## Solução 7

- Instalação de consumo BTE com CTI
- instalação de miniprodução superior a 60A.  
(contagem indirecta)



### LEGENDA

**QE** – Quadro de entrada

**CG** – Corte geral

**CC** – Contadores de consumo

**CP** – Contador de produção (acessível ao distribuidor)

**SF** – Seccionador fusível (tripolar + neutro) junto ao QE

**CTI** – Caixa de TI

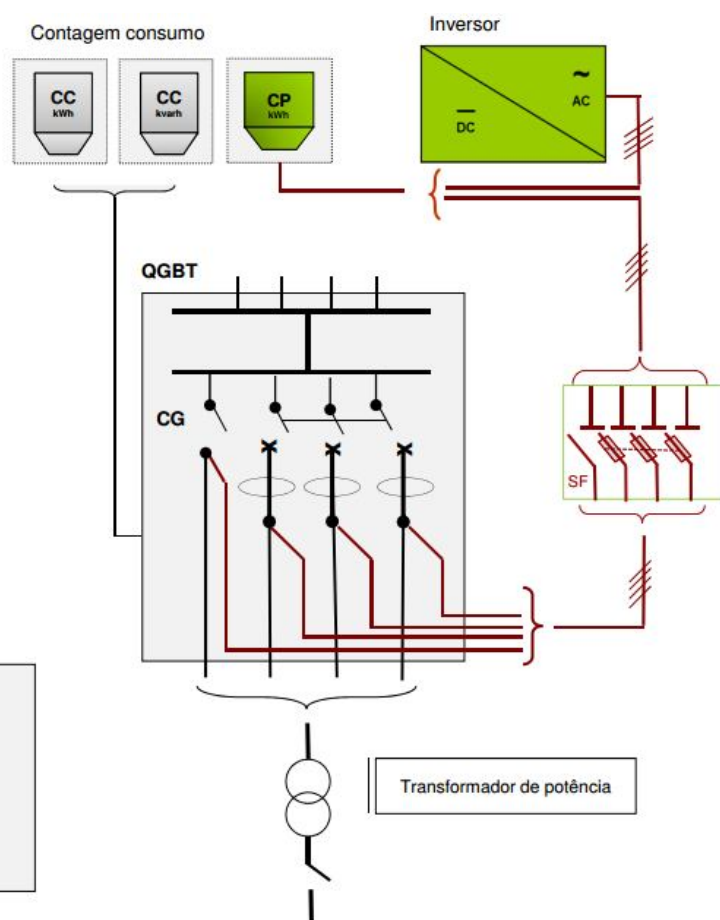
**Inversor** ou quadro adequado à fonte primária

Nota – A instalação de miniprodução pode ser monofásica



## Solução 8

- Instalação de consumo MT
- Contagem de consumo do lado do secundário
- Instalação de miniprodução até 60A (contagem directa)



### LEGENDA

**QGBT** – Quadro geral de baixa tensão

**CG** – Corte geral

**CC** – Contadores de consumo

**CP** – Contador da miniprodução (acessível ao distribuidor)

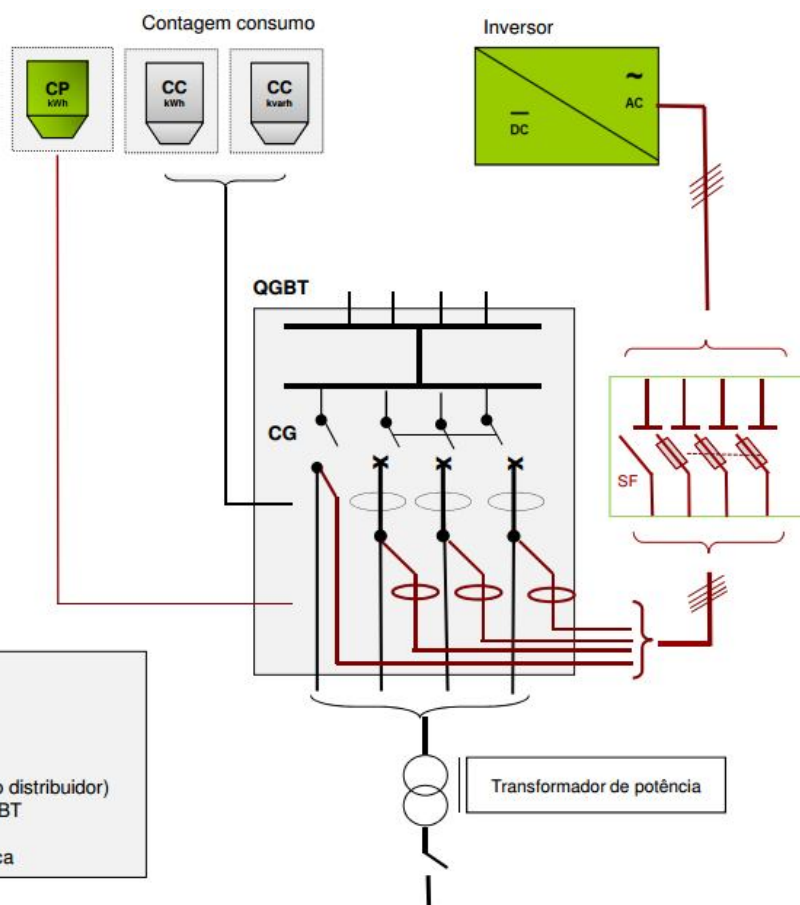
**SF** – Seccionador fusível (tripolar + neutro) junto ao QGBT

**Inversor** ou quadro adequado à fonte primária

**Nota** – A instalação de miniprodução pode ser monofásica

## Solução 9

- Instalação de consumo MT
- Contagem de consumo do lado do secundário
- Instalação de miniprodução superior a 60A (contagem de produção indirecta)



### LEGENDA

**QGBT** – Quadro geral de baixa tensão  
**CG** – Corte geral (disjuntor omipolar)  
**CC** – Contadores de consumo  
**CP** – Contador da unidade de miniprodução (acessível ao distribuidor)  
**SF** – Seccionador fusível (tripolar + neutro) junto ao QGBT  
**Inversor** ou quadro adequado à fonte primária  
 Nota – A instalação de miniprodução pode ser monofásica

## Anexo C

### Contadores - Sistema de registro de microprodução e miniprodução

Marca / Fabricante	Modelo	Tipo	Versão de Firmware	Aplicação	Operador de rede
ISKRAEMECO	MT831	Trifásico	1.0	Microprodução e Miniprodução	Casa do Povo de Valongo do Vouga A Eléctrica de Moreira de Cónegos, C. R. L. COOPRORIZ – C. A. Energia Eléctrica, C. R. L. Cooperativa Eléctrica de Vilarinho, C. R. L.
ISKRAEMECO	Iskra MT851 de ligação direta				EDP Distribuição
ISKRAEMECO	MT831- Ligação direta - Classe de precisão (MID) B	Trifásico	1.0	Microprodução	EDP Distribuição
ITRON	SL7000 de ligação direta			Microprodução e Miniprodução	CEVE-Cooperativa Eléctrica do Vale d'Este (*) Cooperativa Eléctrica São Simão de Novais
ITRON	SL7000 - Ligação direta - Classe de precisão (MID) B	Trifásico	5.35	Microprodução Miniprodução - Ligação direta	EDP Distribuição
ITRON	SL7000 - Ligação semidireta - Classe de precisão (MID) B ou C	Trifásico	5.35	Miniprodução - Ligação semidireta (Ligação a Transformadores de Corrente)	EDP Distribuição
ITRON	SL7000 - Ligação indireta - Classe de precisão (MID) C	Trifásico	5.35	Miniprodução - Ligação indireta (Ligação a Transformadores de Corrente e Tensão)	EDP Distribuição
JANZ - Contadores de Energia, S.A.	A1700 - Ligação direta - Classe de precisão (MID) B	Trifásico	Vision (012.21)	Microprodução Miniprodução - Ligação direta	EDP Distribuição
JANZ - Contadores de Energia, S.A.	C280 - Ligação direta - Classe de precisão (MID) B	Monofásico	1.5.11MG	Microprodução Miniprodução - Ligação direta	EDP Distribuição
JANZ - Contadores de Energia, S.A.	A1700 - Ligação semidireta - Classe de precisão (MID) B ou C	Trifásico	Vision (012.20)	Miniprodução - Ligação semidireta (Ligação a Transformadores de Corrente)	EDP Distribuição
JANZ - Contadores de Energia, S.A.	A1700 - Ligação indireta - Classe de precisão (MID) C	Trifásico	Vision (017.07)	Miniprodução - Ligação indireta (Ligação a Transformadores de Corrente e Tensão)	EDP Distribuição
LANDIS+GYR	ZMG310 - Ligação direta - Classe de precisão (MID) B	Trifásico	P05	Microprodução Miniprodução - Ligação direta	EDP Distribuição
LANDIS+GYR	ZMG410 - Ligação semidireta - Classe de precisão (MID) B ou C	Trifásico	P05	Miniprodução - Ligação semidireta (Ligação a Transformadores de Corrente)	EDP Distribuição
LANDIS+GYR	ZMG405 - Ligação indireta - Classe de precisão (MID) C	Trifásico	P05	Miniprodução - Ligação indireta (Ligação a Transformadores de Corrente e Tensão)	EDP Distribuição
Siemens, S.A.	Kit MC135I				EDP Distribuição
Siemens, S.A.	Z.D300/400			Microprodução e Miniprodução	EDA - Electricidade dos Açores

(\*) Os contadores a instalar na área de concessão da CEVÉ devem estar programados com quatro períodos horários.

## Anexo C

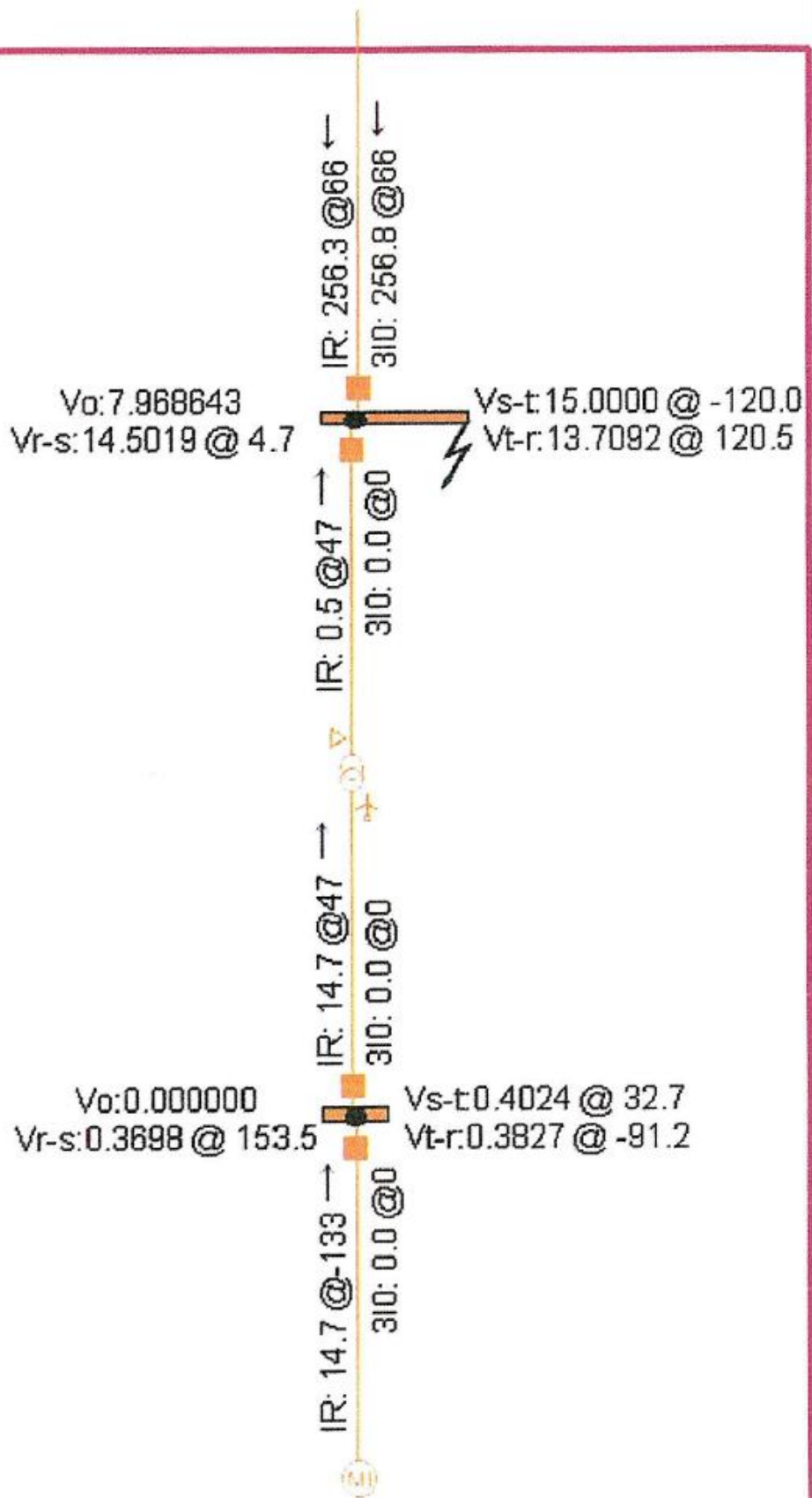
### Simulações de curto-circuito

Simulações realizadas com recurso a uma rede teste extraída da rede pública MT, à qual se encontra interligada uma instalação de produção fotovoltaica, acoplada a um inversor CC/CA de 100 kW, cuja ligação à rede pública é efetuada através dum transformador 15/0,4 kV.

- Simulação 1: curto-circuito franco fase-terra (R-N) no ponto de ligação da instalação de produção à rede pública.
- Simulação 2: curto-circuito franco fase-fase-terra (R-S-N) no ponto de ligação da instalação de produção à rede pública.
- Simulação 3: curto-circuito franco bifásico (R-S) no ponto de ligação da instalação de produção à rede pública.
- Simulação 4: curto-circuito franco trifásico no ponto de ligação da instalação de produção à rede pública.

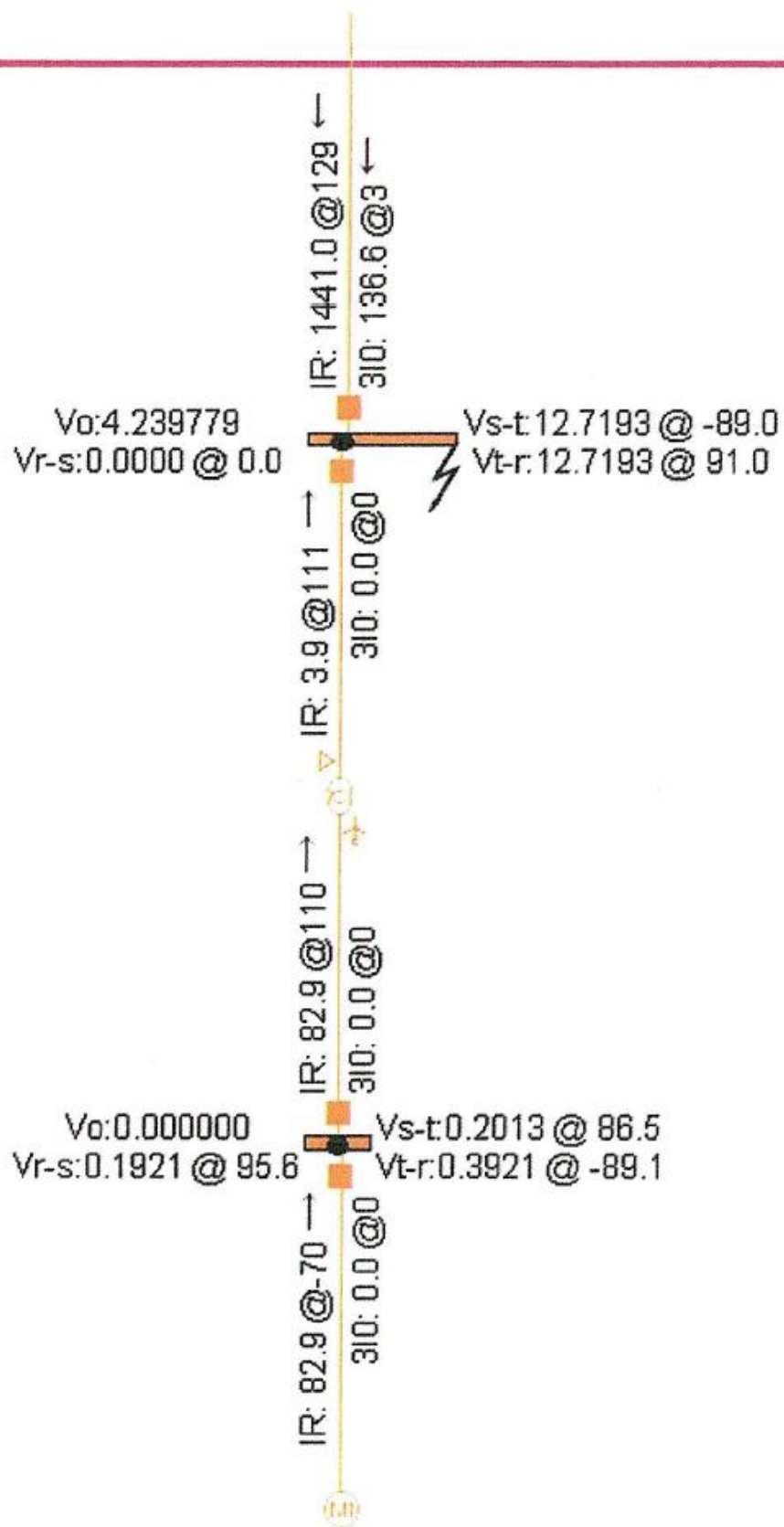
Simulação 1.

PTC A



Simulação 2.

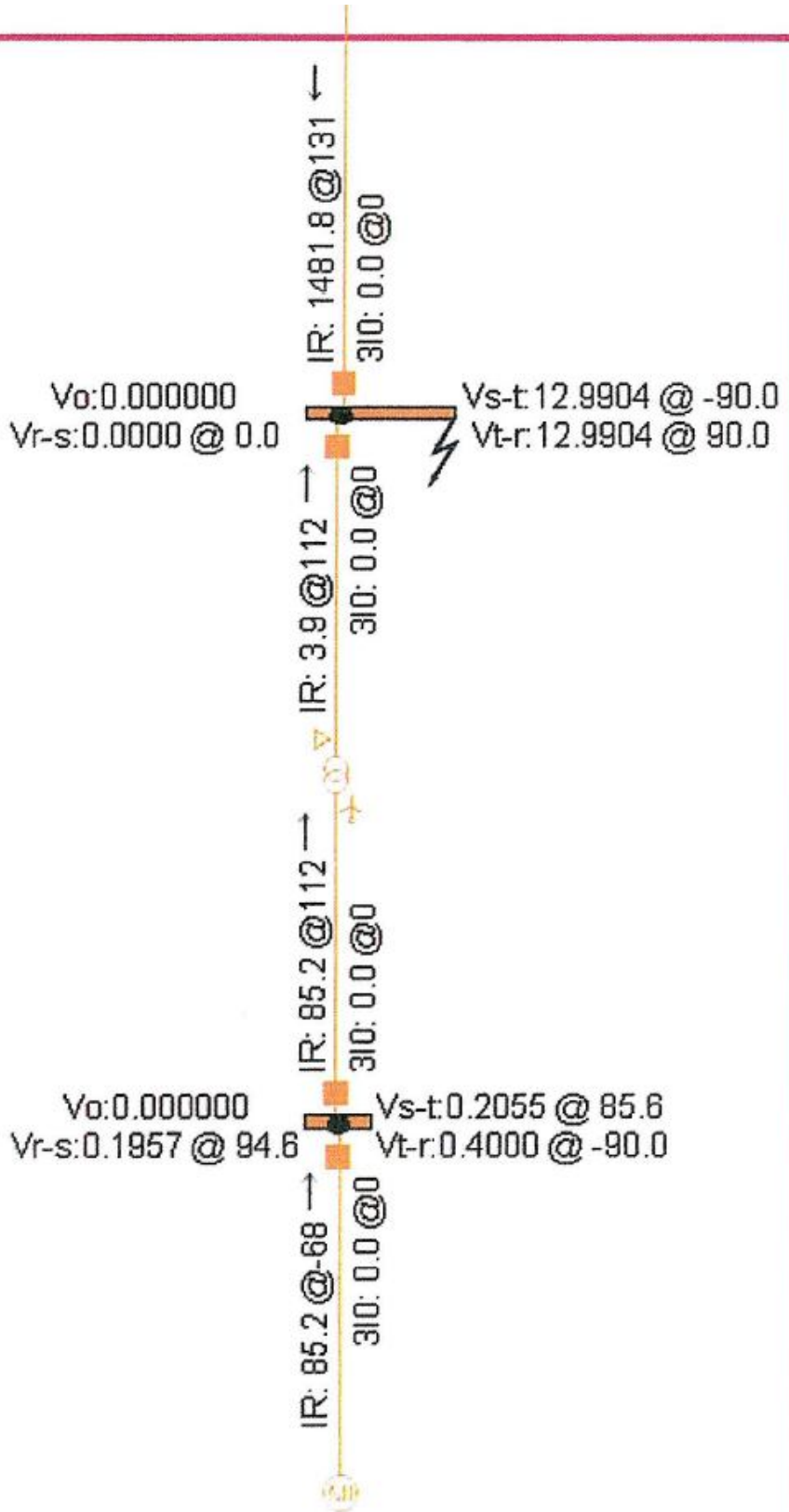
PTC A





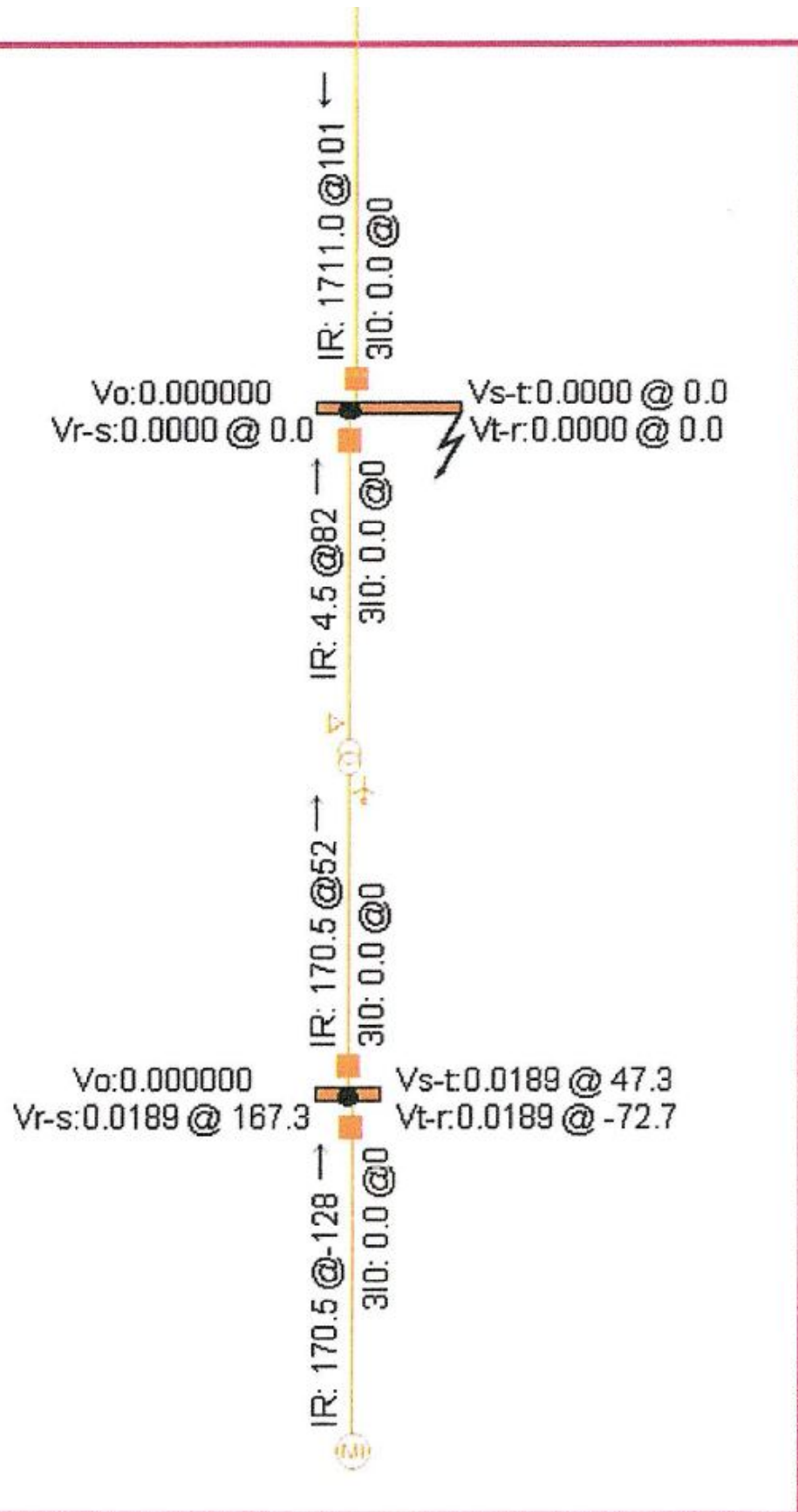
Simulação 3.

PTC A



Simulação 4.

PTC A





Principais resultados:

- Nos defeitos assimétricos à terra (simulações 1 e 2), a tensão homopolar na MT é elevada (na ordem dos 8 e 4 kV respetivamente, com base  $R_{def.} = 0 \Omega$ ), enquanto na BT é nula;
- No defeito fase-terra (simulação 1), o decréscimo das tensões compostas que envolvem a fase com defeito é pouco significativo, relativamente às respectivas tensões nominais MT/BT;
- Os defeitos polifásicos (simulações 2, 3 e 4) originam quedas de tensão significativas na MT e na BT;
- A contribuição da instalação de produção para a corrente de defeito é diminuta, quando comparada com a corrente de curto-circuito proveniente da subestação de distribuição AT/MT.